

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Quito, Marzo, 2013

SELECCIÓN DE LAS COMPLETACIONES OPTIMAS PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN
DE LAS ARENAS NAPO “U” Y “T” DEL CAMPO VICTORIA CON LA AYUDA DE LA
SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE RESERVORIOS

MÓNICA PAREDES

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

SELECCIÓN DE LAS COMPLETACIONES OPTIMAS PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN
DE LAS ARENAS NAPO “U” Y “T” DEL CAMPO VICTORIA CON LA AYUDA DE LA
SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE RESERVORIOS

MÓNICA PAREDES

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingeniera en Petróleos

Quito, Marzo, 2013

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, MÓNICA PAULINA PAREDES MORENO, en calidad de autor de la tesis realizada sobre: “SELECCIÓN DE LAS COMPLETACIONES OPTIMAS PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS NAPO “U” Y “T” DEL CAMPO VICTORIA CON LA AYUDA DE LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE RESERVORIOS”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 09 de Abril de 2013

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Monica Paredes', is written over a horizontal line.

FIRMA

C.C. 1720133782

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor de Grado, presentado por la señorita **MÓNICA PAULINA PAREDES MORENO** para optar el Título o Grado de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** cuyo título es **“Selección de las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática de Reservorios”**, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe

En la ciudad de Quito a los 20 días del mes de Marzo del 2013



Ing. Jorge Erazo

TUTOR DE TESIS

INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Jorge Erazo, Ing. Víctor Hugo Paredes, Ing. Carlos Rodríguez **DECLARAN:** Que la presente tesis denominada: “**Selección de las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo U y T del Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática de Reservorios**”, ha sido elaborada íntegramente por la señorita Mónica Paulina Paredes Moreno, egresada de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 9 días del mes de Abril del 2013



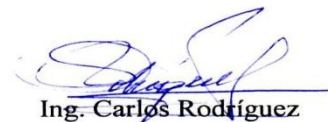
Ing. Jorge Erazo

TUTOR DE TESIS



Ing. Víctor Hugo Paredes

ASESOR DE TESIS



Ing. Carlos Rodríguez

ASESOR DE TESIS

DEDICATORIA

A Dios, por haberme permitido culminar uno de los objetivos de toda mi vida; por cada una de las personas que puso en mi camino en el momento preciso ya que a través de ellas me guió por el buen camino; por todos los milagros que me concedió y porque nunca me dejó sola.

A mis padres, Carlos y Blanca, por el inmenso e incansable esfuerzo y el gran sacrificio que mi vida estudiantil les significó; por el apoyo, amor y comprensión que siempre estuvieron prestos a brindarme sin desfallecer, aún en los momentos más difíciles; por siempre respetar mis decisiones; por ser los pilares fundamentales de mi vida y por la educación y moral que a mí y a mis hermanos nos inculcaron para ser personas de bien.

A mis hermanos, Edwin, John y Karlitita; por siempre permanecer a mi lado brindándome su apoyo y cariño incondicional en todas las etapas de mi vida.

A los Ingenieros Jean Paul Lafournere y Gustavo Marín por la confianza depositada en mí y por la oportunidad de permitirme cumplir uno de los objetivos planteados en mi vida profesional.

A los Ingenieros Jorge Bolaños y Jorge Erazo por la paciencia, apoyo, tiempo y por su acertada dirección para culminar con éxito el presente proyecto.

A los Ingenieros Víctor Hugo Paredes, Carlos Rodríguez y Ken Luzuriaga por el apoyo incondicional que siempre estuvieron dispuestos a brindarme.

A cada una de las personas que durante mi vida contribuyeron para que consiguiera este sueño y objetivo tan anhelado.

RECONOCIMIENTOS

A cada una de las personas que conforman la Carrera de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental de la Gloriosa Universidad Central del Ecuador; en especial a los profesores que demuestran que el arte de la Docencia se la lleva en el alma y en el corazón, a cada uno de mis compañeros y amigos que con su apoyo y aliento contribuyeron a que culmine mi proyecto.

A la Compañía Schlumberger Surencó S.A., por confiar en jóvenes proactivos y ambiciosos de superación de las principales universidades del país.

Al Consorcio Shushufindi, por acogerme el tiempo que duró el desarrollo de mi tesis y por el apoyo incondicional de todos los profesionales que laboran en dicha institución.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN DOCUMENTAL.....	21
INTRODUCCIÓN	23
CAPITULO I.....	24
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	24
ENUNCIADO DEL PROBLEMA	24
ENUNCIADO DEL TEMA.....	24
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	24
JUSTIFICACIÓN	25
OBJETIVOS	26
Objetivo General	26
Objetivos Específicos	26
FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD	26
CAPITULO II	27
MARCO TEÓRICO.....	27
MARCO INSTITUCIONAL	27
Misión.....	27
Visión	27
MARCO LEGAL.....	27
MARCO ÉTICO	28
MARCO REFERENCIAL.....	28
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VICTORIA	28
Reseña Histórica.....	28
Ubicación Geográfica.....	29
Aspectos Geológicos Generales.....	30
Estado actual del Campo Victoria.....	34
Historial de Producción.....	35
BASE TEÓRICA DE SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS	41
Simulación Matemática de Yacimientos.....	41
Modelo Matemático	42
Modelado o Modelamiento	43
Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos	43
Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos	44

Clasificación de los Simuladores Matemáticos de Yacimientos	44
Etapas de la Simulación Matemática	45
Predicción del Comportamiento del yacimiento frente a varias opciones	46
Tipos de Mallas	49
FUNDAMENTOS TEÓRICOS BÁSICOS.....	50
Flujo de Fluidos.....	50
Ecuaciones que rigen el Flujo de Fluidos.....	54
DESCRIPCIÓN DE RESERVORIOS	56
Descripción Petrofísica	56
Análisis Convencionales de Núcleos	61
Análisis Especiales de Núcleos (SCALE).....	69
POZOS PETROLEROS	73
Tipos de Pozos Petroleros	74
COMPLETACIONES DE POZOS	90
Tipos de Completaciones	91
CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN EN YACIMIENTOS HIDROCARBURÍFEROS.....	104
Conificación	105
Digitación	107
Canalización.....	108
CAPITULO III.....	110
MATERIAL Y MÉTODOS	110
TIPO DE ESTUDIO	110
UNIVERSO Y MUESTRA	110
TÉCNICAS	110
OFM	110
PETREL Y ECLIPSE.....	111
EXCEL	112
PROCESAMIENTO DE DATOS	112
Características de los Fluidos y las rocas	112
Para determinar el Petróleo Original en Sitio (POES), se utilizó el Método Volumétrico, cuya ecuación es la siguiente:.....	119
Casos de Simulación en las arenas productoras	119
Descripción del proceso en PETREL.....	122

Ejemplo Demostrativo de la Simulación de un pozo de la Arena U Inferior: Conificación ...	136
Resultados de producción de los pozos simulados.....	166
CAPÍTULO IV	185
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	185
ANÁLISIS TÉCNICO	185
ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO VICTORIA	185
Análisis de la Conificación y alternativas de completación de los pozos.	190
Análisis de la Digitación y alternativas de completación de los pozos.	195
Análisis de la Canalización y alternativas de completación de los pozos.	201
ANÁLISIS ECONÓMICO	209
Arenas U Inferior y T Inferior	212
Arena U Superior.....	216
CAPITULO V	219
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	219
CONCLUSIONES	219
RECOMENDACIONES.....	220
CAPITULO VI.....	222
BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA	222
BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA	222
WEBGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA.....	224
CAPITULO VI.....	226
ANEXOS.....	226

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Estado actual de pozos del Campo Victoria.	34
Cuadro 2. Producción Histórica Anual del Campo Victoria.	37
Cuadro 3. Producción Cumulativa por Estación del Campo Victoria (@Dic-2012).	38
Cuadro 4. Producción Cumulativa por Arena del Campo Victoria (Dic-2012).	40
Cuadro 5. Tipos de Mallas.	49
Cuadro 6. Clasificación de la Porosidad	57
Cuadro 7. Clasificación de los Crudos por su densidad API.....	66
Cuadro 8. Tipos de Pozos Multilaterales	85
Cuadro 9. Tipos de Conexiones en los Pozos Multilaterales	90
Cuadro 10. Características de las Arenas productoras del Campo Victoria.....	113
Cuadro 11. Características de los Fluidos de los yacimientos del Campo Victoria	113
Cuadro 12. Presiones de los reservorios del Campo Victoria	113
Cuadro 13. Reservas originales y actuales del Campo Victoria.....	119
Cuadro 14. Descripción de los Pozos simulados.....	120
Cuadro 15. Casos de predicción para pozos verticales.	120
Cuadro 16. Casos de predicción para pozos direccionales.....	121
Cuadro 17. Casos de predicción para pozos horizontales.	121
Cuadro 18. Casos de predicción para pozos multilaterales.	121
Cuadro 19. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 1.	167
Cuadro 20. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 1.	167
Cuadro 21. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 1.....	168
Cuadro 22. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 1.....	168
Cuadro 23. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 2.	169
Cuadro 24. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 2.....	169
Cuadro 25. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 2.	170
Cuadro 26. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 2.....	170
Cuadro 27. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 3.	171
Cuadro 28. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 3.....	171
Cuadro 29. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 3.	172
Cuadro 30. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 3.....	172

Cuadro 31. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 4.	174
Cuadro 32. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 4.	174
Cuadro 33. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 4.	175
Cuadro 34. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo Multilateral 4.	175
Cuadro 35. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 5.	176
Cuadro 36. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 5.	176
Cuadro 37. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 5.	177
Cuadro 38. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 5.	177
Cuadro 39. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 6.	178
Cuadro 40. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 6.	178
Cuadro 41. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 6.	179
Cuadro 42. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 6.	179
Cuadro 43. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 7.	181
Cuadro 44. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 7.	181
Cuadro 45. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 7.	182
Cuadro 46. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 7.	182
Cuadro 47. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 8.	183
Cuadro 48. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 8.	183
Cuadro 49. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 8.	184
Cuadro 50. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 8.	184
Cuadro 51. Características de los pozos simulados con Conificación.	191
Cuadro 52. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 2.	193

Cuadro 53. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 4.	193
Cuadro 54. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Conificación.	194
Cuadro 55. Características de los pozos simulados con problemas de Digitación.	196
Cuadro 56. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 3.	198
Cuadro 57. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 5.	199
Cuadro 58. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Digitación.	200
Cuadro 59. Características de los pozos simulados con problemas de Digitación.	201
Cuadro 60. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 1.	205
Cuadro 61. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 7.	205
Cuadro 62. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 6.	205
Cuadro 63. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 8.	206
Cuadro 64. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Digitación.	207
Cuadro 65. Recuperación de petróleo del Caso Base y del CSSFD.	210
Cuadro 66. Valores establecidos para el desarrollo del análisis económico	211
Cuadro 67. Costos promedios de la perforación y completación de un pozo.	211
Cuadro 68. Declinaciones promedio por arena productora.	212
Cuadro 69. Producción inicial promedio según el tipo de pozo y arena productora.	212
Cuadro 70. Cuadro comparativo de inversiones según el tipo de pozo: arenas U Inferior y T Inferior.	213
Cuadro 71. Flujo neto de caja para el pozo vertical: Arenas U Inferior y T Inferior	214
Cuadro 72. Flujo neto de caja para el pozo direccional: Arenas U Inferior y T Inferior	214
Cuadro 73. Flujo neto de caja para el pozo horizontal: Arenas U Inferior y T Inferior	215
Cuadro 74. Flujo neto de caja para el pozo Multilateral: Arenas U Inferior y T Inferior	215
Cuadro 75. Cuadro comparativo de inversiones según el tipo de pozo: Arna U Superior.	216
Cuadro 76. Flujo neto de caja para el pozo vertical: Arena U Superior.	217
Cuadro 77. Flujo neto de caja para el pozo direccional: Arena U Superior	217
Cuadro 78. Flujo neto de caja para el pozo horizontal: Arena U Superior	218
Cuadro 79. Flujo neto de caja para el pozo Multilateral: Arena U Superior.	218

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Ubicación del Campo Victoria.....	29
Gráfico 2. Estructura del Campo Victoria.....	30
Gráfico 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	33
Gráfico 4. Estado actual de pozos del Campo Victoria.....	34
Gráfico 5. Producción Histórica Anual del Campo Victoria.....	35
Gráfico 6. Producción Histórica Anual de Gas del Campo Victoria.....	36
Gráfico 7. Producción Histórica Cumulativa del Campo Victoria.....	36
Gráfico 8. Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Victoria.....	38
Gráfico 9. Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Victoria.....	38
Gráfico 10. Porcentaje de la Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Victoria.....	39
Gráfico 11. Porcentaje de la Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Victoria.....	39
Gráfico 12. Producción Histórica Anual de Petróleo por Arena del Campo Victoria.....	39
Gráfico 13. Producción Histórica Anual de Agua por Arena del Campo Victoria.....	40
Gráfico 14. Representación de la Producción de Petróleo por Arena del Campo Victoria.....	40
Gráfico 15. Representación de la Producción de Agua por Arena del Campo Victoria.....	41
Gráfico 16. Contribución de las diferentes disciplinas para el modelamiento de reservorios.....	42
Gráfico 17. Clasificación de los Simuladores Matemáticos de Yacimientos.....	44
Gráfico 18. Etapas de la Simulación Matemática.....	45
Gráfico 19. Regímenes de Flujo, Relación Presión - Volumen.....	52
Gráfico 20. Regímenes de Flujo, Relación Densidad – Presión.....	52
Gráfico 21. Flujo Radial.....	53
Gráfico 22. Flujo Lineal.....	53
Gráfico 23. Flujo Esférico.....	53
Gráfico 24. Esquema del equipo experimental de Darcy.....	55
Gráfico 25. Representación de la Porosidad.....	57
Gráfico 26. Representación de la Permeabilidad a partir de la Ley de Darcy.....	58
Gráfico 27. Representación de la Permeabilidad Relativa vs Saturación del líquido.....	59
Gráfico 28. Representación de la Saturación de fluidos en la roca porosa.....	60
Gráfico 29. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) vs Presión.....	62
Gráfico 30. Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas (β_g) vs Presión.....	63
Gráfico 31. Comportamiento del Factor Volumétrico del Agua (β_w) vs Presión.....	63
Gráfico 32. Comportamiento del Factor Volumétrico Total (β_t) vs Presión.....	64
Gráfico 33. Comportamiento de la Relación de Solubilidad (R_s) vs Presión.....	64
Gráfico 34. A. Solubilidad del gas natural en el agua pura. A-1.Solubilidad del Gas Natural corregida por efecto de la salinidad.....	65
Gráfico 35. Viscosidad del petróleo - Presión.....	67
Gráfico 36. Viscosidad del gas - Presión.....	67
Gráfico 37. Esquema del Efecto de la Compresibilidad en la Formación.....	69
Gráfico 38. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	70
Gráfico 39. Mojabilidad: Ángulo de Contacto.....	71
Gráfico 40. Esquema del Fluido Mojante a la roca.....	72

Gráfico 41. Efecto de la Presión Capilar en la Saturación de Agua.....	73
Gráfico 42. Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación.	75
Gráfico 43. Diagrama de los beneficios de Pozos Direccionales.	75
Gráfico 44. B. Diagrama del Pozo Direccional tipo S. B-1. Diagrama del Pozo Direccional tipo J.....	76
Gráfico 45. Diagrama de los Tipos de Pozos Direccionales.	78
Gráfico 46. Diagrama de un pozo horizontal evadiendo la Conificación.	78
Gráfico 47. Diagrama de un pozo horizontal atravesando varias fracturas.....	79
Gráfico 48. Diagrama de un pozo horizontal como la mejor opción debido a facilidades de superficie. 79	
Gráfico 49. Diagrama de un pozo horizontal en la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada. 80	
Gráfico 50. C. Pozo horizontal con ondulaciones. C-1. Pozo horizontal con la sección horizontal totalmente.	81
Gráfico 51. Tipos de flujo en los pozos horizontales.	81
Gráfico 52. Diagrama de pozos multilaterales	82
Gráfico 53. Geometría de un pozo multilateral.	83
Gráfico 54. Esquema de las aplicaciones de los pozos multilaterales.....	86
Gráfico 55. Pozos multilaterales en yacimientos de petróleo pesado.	87
Gráfico 56. Pozos multilaterales en yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados. ..	87
Gráfico 57. Pozos multilaterales en yacimientos remotos.....	87
Gráfico 58. Pozos multilaterales en yacimientos estratificados o laminados.....	88
Gráfico 59. Pozos multilaterales en yacimientos compartimentos geológicos aislados.....	88
Gráfico 60. Diagrama del equipo de Levantamiento Mecánico.....	92
Gráfico 61. Diagrama del equipo de Levantamiento Hidráulico.	93
Gráfico 62. Diagrama del equipo de Levantamiento Gas Lift.	94
Gráfico 63. Diagrama del equipo de Levantamiento por Bombeo Electro sumergible	95
Gráfico 64. Diagrama de completaciones a hueco abierto	96
Gráfico 65. Diagrama de completaciones a hueco entubado.	96
Gráfico 66. C. Diagrama de completaciones sencillas a hueco abierto. C-1. Diagrama de completaciones sencillas a hueco entubado.	97
Gráfico 67. Diagrama de completaciones sencillas selectivas.	98
Gráfico 68. D. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos reservorios a través de una tubería y el anular. D-1. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos arenas a través de una tubería principal con una derivación en forma de Y que permite invertir la descarga de los fluidos para evitar mezclar los fluidos. D-2. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos reservorios a través de dos tuberías paralelas con empacaduras para evitar mezclar los fluidos de las arenas.	99
Gráfico 69. E. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior encapsulada. E-1. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior bajo una empacadura.	100
Gráfico 70. F. Completación Dual Paralela con bomba inferior bajo una empacadura. F-1. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior encapsulada.	101
Gráfico 71. G. Válvula para completaciones inteligentes de accionamiento hidráulico de Schlumberger. G-1. Válvula para completaciones inteligentes de accionamiento eléctrico de Schlumberger.	102
Gráfico 72. Esquema del funcionamiento de la transmisión de datos de Completaciones Inteligentes: Sistema DECIDE de Schlumberger.	103
Gráfico 73. H. Diagrama de completaciones triples: producción de tres reservorios a través de dos tuberías de producción paralelas y el anular con empacaduras para evitar mezclar los fluidos. H-1.	

Diagrama de completaciones Triples: producción de tres arenas a través de tres tuberías paralelas con empacaduras para evitar mezclar los fluidos.....	104
Gráfico 74. I. Representación de la Conificación de agua en pozos verticales. I-1. Representación de Conificación de gas en pozos verticales.....	105
Gráfico 75. J. Representación de la Conificación de agua en pozos horizontales. J-1. Representación de Conificación de gas en pozos horizontales.....	106
Gráfico 76. Identificación de Conificación mediante registros eléctricos.	106
Gráfico 77. Identificación de Digitación por medio de registros eléctricos.....	108
Gráfico 78. Identificación de Canalización por medio de registros eléctricos.	109
Gráfico 79. Compartimentalización en la Arena U Inferior.....	114
Gráfico 80. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena U Inferior	115
Gráfico 81. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena U Superior.....	116
Gráfico 82. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena T Inferior.....	117
Gráfico 83. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena T Superior	118
Gráfico 84. Características del Modelo del Campo Victoria actualizado hasta Octubre de 2012.....	122
Gráfico 85. Herramientas del Panel Models de Petrel.	123
Gráfico 86. Ubicación de las celdas de la malla del modelo en Petrel.....	124
Gráfico 87. Filtro para crear Sector Models en Petrel.....	124
Gráfico 88. Crear un Sector Model en Petrel.	125
Gráfico 89. Ubicación del Sector Model creado en Petrel.	125
Gráfico 90. Sector Model creado en Petrel.	126
Gráfico 91. Herramientas del Panel “Well engineering” en Petrel.	126
Gráfico 92. Esquema de un nuevo pozo vertical en Petrel.....	127
Gráfico 93. Settings del nuevo pozo en Petrel.	127
Gráfico 94. Coordenadas y profundidad total del nuevo pozo en Petrel.....	128
Gráfico 95. Esquema del nuevo pozo creado en Petrel.	128
Gráfico 96. Herramientas del panel “Well completion design” de Petrel.	129
Gráfico 97. Opciones para completar un pozo en Petrel.....	130
Gráfico 98. Esquema de un pozo completado en Petrel.....	130
Gráfico 99. Reglas para definir una Estrategia de Desarrollo en Petrel.....	131
Gráfico 100. Información para definir un Caso en Petrel.	132
Gráfico 101. Resultados obtenidos de la simulación de un Caso en Petrel.....	133
Gráfico 102. Esquema de un pozo direccional con un ángulo de 45° de desviación con respecto de la vertical.....	133
Gráfico 103. Opciones de la herramienta “Define Well Segmentation”	134
Gráfico 104. Esquema de un pozo horizontal siguiendo la trayectoria de los estratos de la formación.	135
Gráfico 105. G. Esquema de un pozo multilateral	135
Gráfico 106. Esquema de un pozo vertical en un Sector Model.	136
Gráfico 107. Completación de un pozo vertical: Punzonar Zona de Pago.....	136
Gráfico 108. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down....	137
Gráfico 109. Completación de un pozo vertical: Punzonar Zona de Pago más Zona de Transición. ..	138
Gráfico 110. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de transición a diferentes draw down.	138

Gráfico 111. Completación de un pozo vertical: Punzonar toda la arena.	139
Gráfico 112. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down.	139
Gráfico 113. Completación de un pozo vertical: Punzonar la zona de pago más la zona de agua.	140
Gráfico 114. Resultados obtenidos del caso de Punzonar Zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down.	140
Gráfico 115. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 15°.	141
Gráfico 116. K. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. K-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.	142
Gráfico 117. L. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago. L-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.	142
Gráfico 118. M. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago más zona de agua. M-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.	143
Gráfico 119. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 30°.	144
Gráfico 120. N. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. N-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación.	144
Gráfico 121. O. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago. O-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación.	145
Gráfico 122. P. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago más zona de agua. P-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación.	146
Gráfico 123. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 45°.	146
Gráfico 124. Q. Completación de un pozo direccional con 45° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. Q-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 45° de ángulo de desviación.	147
Gráfico 125. R. Completación de un pozo direccional con 45° de ángulo de desviación: Punzonar la zona de pago. R-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 45° de ángulo de desviación.	148
Gráfico 126. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 60°.	149
Gráfico 127. S. Completación de un pozo direccional con 60° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. S-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 60° de ángulo de desviación.	149
Gráfico 128. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 75°.	150
Gráfico 129. T. Completación de un pozo direccional con 75° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. T-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 75° de ángulo de desviación.	151
Gráfico 130. Esquema de un pozo horizontal con tramo horizontal de 2000m.	151
Gráfico 131. T. Completación de un pozo horizontal de 2000m de longitud horizontal. T-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 2000m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.	152

Gráfico 132. U. Completación de un pozo horizontal de 1500m de tramo horizontal. U-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1500m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.....	153
Gráfico 133. V. Completación de un pozo horizontal de 1200m de tramo horizontal. V-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1200m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.....	154
Gráfico 134. W. Completación de un pozo horizontal de 1000m de tramo horizontal. W-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1000m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.....	155
Gráfico 135. X. Completación de un pozo horizontal de 800m de tramo horizontal. X-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 800m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.....	156
Gráfico 136. Completación de un pozo horizontal de 600m de tramo horizontal.....	157
Gráfico 137. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 600m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.	157
Gráfico 138. Completación de un pozo horizontal de 400m de tramo horizontal.....	158
Gráfico 139. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 400m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.	158
Gráfico 140. Completación de un pozo horizontal de 200m de tramo horizontal.....	159
Gráfico 141. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 200m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.	159
Gráfico 142. Completación de un pozo horizontal de 100m de tramo horizontal.....	160
Gráfico 143. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 100m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.	160
Gráfico 144. Completación de un pozo horizontal de 50m de tramo horizontal.....	161
Gráfico 145. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 50m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.	161
Gráfico 146. Esquema de un pozo multilateral con dos tramos laterales apilados verticalmente.....	162
Gráfico 147. Completación de los dos tramos laterales.	162
Gráfico 148. Resultados de producción obtenidos de los dos tramos laterales en conjunto.	163
Gráfico 149. Esquema de un pozo multilateral con tres tramos laterales.	164
Gráfico 150. Completación de los tres tramos laterales.....	164
Gráfico 151. Resultados de producción obtenidos de los tres tramos laterales.....	165
Gráfico 152. Ubicación de los pozos simulados en la Arena U Inferior.	166
Gráfico 153. Ubicación de los pozos simulados en la arena T Inferior.	173
Gráfico 154. Ubicación de los pozos simulados en la arena U Superior.	180
Gráfico 155. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena U Inferior.....	186
Gráfico 156. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena T Inferior	187
Gráfico 157. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena U Superior	188
Gráfico 158. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena T Superior.....	189
Gráfico 159. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Conificación.	194
Gráfico 160. Digitación en el pozo simulado Victoria 5.....	196

Gráfico 161. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Digitación.....	200
Gráfico 162. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Canalización.....	207
Gráfico 163. Caso Base del Campo Victoria.	208
Gráfico 164. Caso base + producción de los pozos multilaterales simulados.....	209
Gráfico 165. Caso base + producción incremental por Consorcio.....	210
Gráfico 166. Gráfico comparativo Inversión – Tiempo: Arenas Ui y Ti.	213
Gráfico 167. Gráfico comparativo Inversión – Tiempo: Arena U Superior.....	216

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Mapa estructural del reservorio T Inferior.....	226
Anexo B. Mapa estructural del reservorio U Inferior.	227
Anexo C. Completación Simple de un pozo direccional real del Campo Victoria	228
Anexo D. Completación Selectiva con Y-Tool de un pozo direccional real del Campo Victoria	229
Anexo E. Completación Dual Concéntrica con BES inferior encapsulada y con Y-Tool de un pozo direccional real del Campo Victoria.....	230
Anexo F. Diagrama Mecánico de un pozo horizontal real del Campo Victoria.	231
Anexo G. GLOSARIO	232
Anexo H. SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	234
Anexo I. SIMBOLOGÍA.....	236

RESUMEN DOCUMENTAL

OBJETIVO GENERAL: Seleccionar las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria con ayuda de la Simulación Matemática. **PROBLEMA:** falta de estudios del tipo de completaciones óptimas para el Campo Victoria, con el fin de maximizar el factor de recobro. **HIPÓTESIS:** Por medio de Simulación Matemática, se determinará el tipo de completaciones óptimas en las arenas U y T para maximizar el factor de recobro. **MARCO REFERENCIAL:** El Campo Victoria se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, en 1972 empezó a producir comercialmente hidrocarburos. Es uno de los mejores campos del Ecuador, y ha llegado a un máximo de producción de 100 000 BPPD. **MARCO TEÓRICO:** ubicación, aspectos geológicos, estado actual del campo, Historial de Producción, Simulación Matemática de Yacimientos, Tipos de pozos, Tipos de completaciones, Problemas frecuentes en yacimientos. **MARCO METODOLÓGICO:** recopilación de datos de características y propiedades de las rocas y fluidos, Cálculo de reservas por arena del Campo por el método volumétrico, Predicción de producción de las arenas frente a varios escenarios mediante Simulación Matemática, Análisis de producción en los diferentes escenarios de simulación y el caso base. **CONCLUSIÓN GENERAL:** Los pozos multilaterales con tres ramas laterales que drenen solamente la zona de pago son la mejor opción técnica para drenar yacimientos con problemas de Conificación, Digitación y Canalización, mientras que la mejor opción económica son los pozos direccionales para todos los reservorios. **RECOMENDACIÓN GENERAL:** Se recomienda mitigar los problemas de conificación, digitación y canalización con pozos direccionales, perforando la zona de pago + zona de agua, mediante completaciones selectivas al mayor draw down posible.

Tesis de Ingeniería en Petróleos

DESCRIPTORES:

SIMULACIÓN MATEMÁTICA

CAMPO VICTORIA

TIPOS DE POZOS

TIPOS DE COMPLETACIONES

PROBLEMAS FRECUENTES EN YACIMIENTOS

CATEGORÍAS TEMÁTICAS: <CP-INGENIERÍA EN PETRÓLEOS><CP-SIMULACIÓN MATEMÁTICA><CS-COMPLETACIONES ÓPTIMAS>

SUMMARY

GOAL: To select the optimal completions to maximize sands production Napo "U" and "T" of Victory Field with help of mathematical simulation. **PROBLEM:** lack of research on the optimal completions type for Victory Field, in order to maximize the recovery factor. **HYPOTHESIS:** Using mathematical simulation, will determine the optimal completions type U and T sands to maximize the recovery factor. **FRAMEWORK:** Victoria Field is located in Sucumbíos province, in 1972 began producing oil commercially. It is one of the best fields of Ecuador, and has reached a peak production of 100,000 BOPD. **THEORETICAL FRAMEWORK:** location, geological aspects, current state of the field, Production History, Reservoir Mathematical Simulation, Wells Types, completions Types, Common Problems in reservoirs. **METHODOLOGICAL FRAMEWORK:** data collection rocks and fluids characteristics and properties, sand reserves Calculate by the volumetric method, prediction sands production against various scenarios using mathematical simulation output analysis in different scenarios simulation and the base case. **GENERAL CONCLUSION:** The multilateral wells with three lateral branches that drain only the payment area is the best technical option for drain reservoirs with Conning, Fingering and Channeling, while the best economic option is the directional wells for all the reservoirs. **GENERAL RECOMMENDATION:** It is recommended to mitigate the conning, fingering and channeling problems with directional wells, perforating the payment zone + water zone, by means of selective completaciones to the biggest draw down possible.

WORDS:

MATHEMATICAL SIMULATION

VICTORIA FIELD

WELLS TYPES

COMPLETIONS TYPES

COMMON PROBLEMS IN RESERVOIRS

THEMATIC CATEGORIES: <CP-PETROLEUM ENGINEERING><CP-MATHEMATICAL SIMULATION><CS-OPTIMAL COMPLETIONS>

INTRODUCCIÓN

Ecuador es un país que posee grandes yacimientos hidrocarburíferos en la Cuenca Oriente. Actualmente estos grandes yacimientos se encuentran depletados y con varios problemas como la conificación, digitación y Multilayering; lo que conlleva a tener una alta producción de agua de formación.

El Campo Victoria es uno de los campos más grandes y uno de los que mayor aportación de hidrocarburos ha brindado al país de las arenas Napo “U” y “T”, lo cual hace indispensable buscar alternativas para maximizar la producción de crudo, tomando en cuenta los problemas que poseen dichos yacimientos.

Para eliminar o minimizar los problemas de yacimientos durante años se han desarrollado métodos y tecnología nueva con el fin de solucionarlos, los cuales deben ser efectivos, factibles y económicos. La Simulación Matemática es uno de los métodos tecnológicos más eficaces dicho propósito. Es una tecnología basada en conceptos y fundamentos de ingeniería, el cual permite modelar los yacimientos permitiendo a los ingenieros detectar problemas de reservorios de una manera fácil y visible, puesto que permite obtener imágenes 3D de las arenas productoras con todas sus características y propiedades, tanto de los fluidos como de las rocas.

Por estudios anteriores y por el historial de producción del Campo Victoria se conoce que sus reservorios principales tienen problemas de Conificación, Digitación y Multilayering. Mediante la Simulación Matemática se pretende identificar en que zonas se encuentran dichos problemas, con el fin de proponer nuevos pozos con sus respectivas completaciones.

Los nuevos pozos propuestos deben contar con un análisis técnico con el fin de maximizar la producción de crudo, y con un análisis económico para determinar que tan factibles pueden ser.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cómo seleccionar las completaciones óptimas para incrementar la producción de las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática de reservorios?

ENUNCIADO DEL TEMA

SELECCIÓN DE LAS COMPLETACIONES OPTIMAS PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS NAPO “U” Y “T” DEL CAMPO VICTORIA CON LA AYUDA DE LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE RESERVORIOS, NOVIEMBRE 2012.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El principal objetivo de las empresas petroleras es obtener la máxima recuperación económicamente posible de hidrocarburos de un yacimiento. Para lograr este objetivo se desarrollan modelos de yacimientos, para simular el comportamiento de los mismos, a partir de estudios geológicos, análisis de las características petrofísicas de los yacimientos, análisis del tipo de energía del reservorio, selección del tipo de levantamiento óptimo en los pozos, entre los más importantes.

La Simulación Matemática es actualmente la herramienta más completa para el estudio de reservorios, ya que permite predecir el comportamiento del yacimiento ante diversas opciones de producción y recuperación de hidrocarburos. Para poder simular el comportamiento de un yacimiento se necesita de información validada y normalizada.

Los software más utilizados y confiables para este tipo de análisis de yacimientos son PETREL para el diseño del modelo estático o geológico, y ECLIPSE para el diseño del modelo dinámico.

Las completaciones y tipos de pozos que se va a implementar en un campo son un problema frecuente, ya que dependen del tipo de yacimiento, y la distribución de las características litológicas y petrofísicas dentro del mismo.

La profundidad de los intervalos a disparar es un serio problema debido a que se necesita seleccionar el espesor óptimo.

El Campo Victoria es el campo más extenso de la Cuenca Oriente, con una gran producción de petróleo acumulada, sin embargo con el pasar del tiempo ha ido incrementando la producción de agua debido a que sus principales yacimientos “U” y “T” tienen empuje hidráulico lateral.

Actualmente, en el Campo Victoria es necesario un estudio que ayude seleccionar las completaciones óptimas para las arenas Napo “U” y “T”, con el fin de maximizar la producción de crudo, y minimizar el corte de agua.

Ante lo descrito se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo seleccionar las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática de reservorios?

JUSTIFICACIÓN

En los últimos años la producción de petróleo del Campo Victoria ha sufrido una gran declinación, en tanto que el incremento de agua ha sido muy significativo, debido a que no existe un estudio minucioso del comportamiento de los fluidos en los principales reservorios del Campo, por lo que las últimas completaciones de pozos no han dado los resultados esperados. La Simulación Matemática es una herramienta poderosa en el modelamiento de reservorios, siempre y cuando se disponga de la información necesaria y precisa.

El presente proyecto es un aporte práctico y teórico que ayudará a seleccionar las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo “U” y “T” en el Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática.

OBJETIVOS

Objetivo General

Seleccionar las completaciones óptimas para maximizar la producción de las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria con la ayuda de la Simulación Matemática.

Objetivos Específicos

- Analizar las propiedades petrofísicas, litológicas y geológicas de las arenas productoras “U” y “T” del Campo Victoria.
- Analizar la situación actual del Campo Victoria.
- Determinar los principales problemas de los reservorios Napo “U” y “T”.
- Realizar corridas de simulación de los yacimientos con la ayuda del software ECLIPSE.
- Determinar el tipo de completación óptima con el fin de mitigar los problemas de reservorios.
- Realizar un análisis Técnico-Económico de los resultados obtenidos de la Simulación.

FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

El presente proyecto es factible porque tiene el talento humano de parte de la investigadora, el financiamiento para la ejecución del proyecto por parte de la empresa, cuenta con la información técnica, bibliografía y web gráfica relacionada al tema. Y cuenta con el tiempo de cuatro meses, tiempo suficiente para la realización del proyecto.

El presente trabajo es accesible ya que cuenta con el apoyo de la Cía. Schlumberger Surencó., que brindará las facilidades para la recolección e interpretación de la información del Campo Victoria.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

MARCO INSTITUCIONAL

Misión

La misión de Schlumberger es ser líderes en asesoría y prestación de servicios en la industria petrolera, proporcionar servicios integrales, soluciones flexibles a través de tecnología y gente comprometida, para así superar las expectativas de nuestros clientes.

Visión

Ser una empresa que anticipa el futuro de la industria petrolera, a través de la tecnología de vanguardia y el desarrollo del personal, para otorgarle un excelente servicio al cliente; logrando un crecimiento sólido y rentable que nos permita ser la mejor y más grande compañía de asesoría y prestación de servicios en el mundo.¹

MARCO LEGAL

Schlumberger fue fundada en 1926 por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, inicialmente la compañía se llamó Société de Prospection   lectrique. Antes de fundar su compa  a, los hermanos Schlumberger habían trabajado en la realización de exámenes geofísicos, que conducían en países por ejemplo Rumania, Canadá, Serbia, Sudáfrica, República Democrática del Congo, y Estados Unidos.

En 1935 se fundó Schlumberger Well Surveying Corporation conocida en la actualidad como Schlumberger Well Services. Reflejando de ésta manera el importante crecimiento del mercado en los Estados Unidos de tal forma que la mitad de sus equipos profesionales se encontraban laborando en   se lugar.²

¹ Cía. Schlumberger Surency. Disponible en <http://www.slb.com/about/who.aspx>

² Cía. Schlumberger Surency. Disponible en <http://www.slb.com/about/codeofethics.aspx>

MARCO ÉTICO

El presente estudio no afecta a los principios de la empresa, ni a sus funcionarios y protegerá al medio ambiente.

MARCO REFERENCIAL

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VICTORIA

Reseña Histórica

El Campo Victoria fue descubierto por el consorcio TEXACO-GULF en 1968, con la perforación del pozo Victoria-01 con una profundidad total de 9772 pies y completado oficialmente en enero de 1969. Las pruebas iniciales fueron de: 2496 barriles de petróleo por día (BPPD) con 26,6 °API en el reservorio Napo “U”, y 2621 BPPD con 32,5 °API del reservorio Napo “T”.

El Campo Victoria ha producido de seis reservorios de hidrocarburos que son “T Inferior”, “T Superior”, “U Inferior” y “U Superior” correspondientes a la Formación Napo, “Basal Tena” de la Formación Tena y “Hollín Superior” de la Formación Hollín, de la cual se empezó a producir en 2012 sin éxito.

La producción comercial inició en el año 1972, con 19200 BPPD sin agua. Después de la primera campaña de perforación que duró 5 años, se tuvo un promedio de 50 pozos productores y la producción de líquido se incrementó a 100000 BPPD sin agua.

La producción de agua comenzó después de seis años de iniciada la explotación, es así que a partir del año 1978 empezó a incrementarse el corte de agua.

En los primeros 22 años de explotación, 1972 a 1994, la mayoría de los pozos estuvieron produciendo en conjunto de dos o más reservorios; a partir del año 1994 la mayoría de los pozos producen de un solo reservorio y se tiene información de producción más confiable.

En 1984 se inició la Inyección de Agua desde la estación ubicada en el pozo Victoria-040 con la incorporación de 9 pozos inyector; sistema implementado para la recuperación secundaria aplicado a

los yacimientos “U” y “T”. En 1998 luego de una evaluación técnica se suspendió el proyecto por la falta de resultados.

A partir de 1994 la producción de líquido se ha mantenido en 130000 BFPD y la producción de petróleo ha venido declinando proporcional al incremento del corte de agua.

Ubicación Geográfica

El Campo Victoria está ubicada en el Centro - Norte de la cuenca Oriente en la provincias de Sucumbíos, a 250 Km al Este de la ciudad de Quito, y 35 Km al Sur de la frontera con Colombia. Esta limitado al norte por el Campo Libertador, al Sur por el Campo Limoncocha, al Oeste por el Campo Sacha y al Este por una Falla inversa de la Cuenca Oriente.

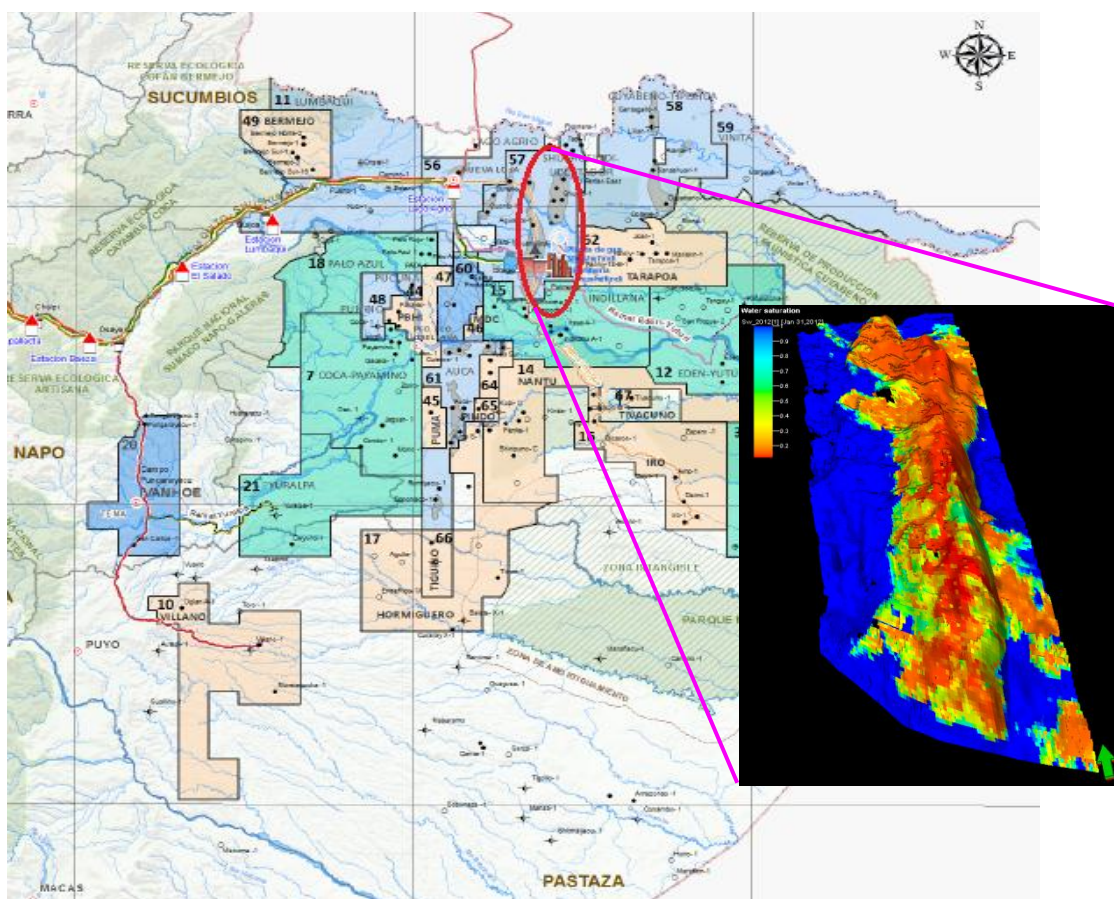


Gráfico 1. Ubicación del Campo Victoria
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Aspectos Geológicos Generales

Estructura

La estructura del Campo Victoria responde a las características de una trampa estructural, siendo un anticlinal asimétrico alargado, con un área de 234 Km² a la base de la Caliza A. Este anticlinal tiene un bajo relieve estructural al flanco Oeste del campo y al este es abrupto.

La estructura está controlada al Este por una falla inversa principal de rumbo aproximado Norte – Sur, otra falla inversa limita al Norte, en dirección Norte – Noroeste. Se presentan fallas secundarias asociadas a la falla principal Norte-Sur.

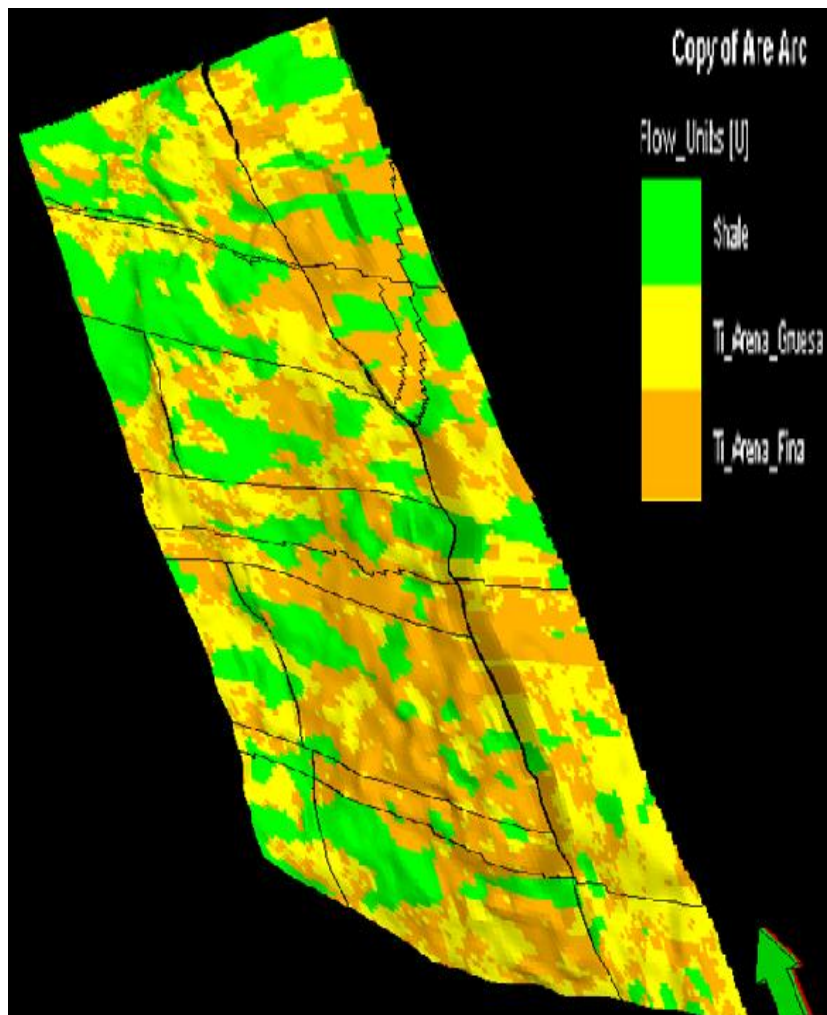


Gráfico 2. Estructura del Campo Victoria
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal.

Todas las arenas productoras del Campo Victoria ubicados en el tiempo pertenecen a la era Mesozoico del Cretácico Medio a Cretácico Superior.

Estratigrafía

El Campo Victoria tiene tres principales formaciones productoras de crudo, que son la Formación Napo, Formación Tena y Formación Hollín, cada una con sus respectivas subdivisiones.

Cada una de estas formaciones posee sus características litológicas bien definidas, que son representativas de toda la Cuenca Oriente.

La Formación Tena presenta una zona pobre en el Campo, el cual es la arenisca Basal Tena que se caracteriza por sus areniscas finas cuarzosas. Generalmente, a esta Formación se la encuentra en el norte del Campo, con espesores que varían de 1 a 22 pies.

La Formación Napo, se divide en dos grandes y representativos grupos que son las arenas U y T, las cuales están separadas sin comunicación alguna por una capa de lutitas, por lo que sus características son diferentes. Estos cuerpos de arena se subdividen a su vez en U inferior y U Superior; T inferior y T Superior; siendo los cuerpos arenosos inferiores de ambas arenas los principales productores de hidrocarburos, cada una con su respectivo acuífero.

La Formación Hollín posee un acuífero de fondo infinito, por lo que la presión de este yacimiento casi no ha declinado con el tiempo. Sin embargo, el problema radica en la cantidad de agua de formación que este yacimiento aporta debido precisamente a su acuífero.

Formación Tena.

- **Basal Tena:** Está ubicada justo encima de la Formación Napo, y se caracteriza por areniscas cuarzosas, blancas a grises, de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, de matriz arcillosa con trazas de hidrocarburo residual.

Actualmente en el campo existen solamente cinco pozos productores de este yacimiento.

Formación Napo. Está ubicada entre las formaciones Tena y Hollín. Se caracteriza por una serie de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas. Fue depositada en un ambiente marino, lo que indica que es una excelente roca madre. Su potencia aproximada es de 1080 pies.

Por sus características marcadas, posee dos yacimientos principales, que son las Arenas U y T, que son similares tanto en origen como en constitución y poseen areniscas de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular de moderada selección. Las principales arenas productoras que se encuentran dentro de la Formación Napo son:

- **Arena U Superior:** se encuentra separada de la Arenisca Basal Tena por una columna de lutitas de color gris a gris oscura, suave a moderadamente firme, no calcárea; con intercalaciones de arcillolita de color café amarillenta, café rojiza y gris clara, moderadamente dura. También se encuentran calizas lodosas de color crema y ocasionalmente gris clara, moderadamente dura a suave en bloques.
- **Arena U Inferior:** se encuentra separada de la Arena U Superior por las calizas A y M2. Se caracteriza por sus arenas cuarzosas blancas hialinas sub-transparentes, de grano fino a medio con manchas de hidrocarburos color café, bajo luz ultravioleta. Es el segundo principal yacimiento productor de hidrocarburos, y posee un acuífero lateral.
- **Arena T Superior:** se encuentra separada de las arenas U por la caliza B. Se caracteriza por sus arenas cuarzosas, hialinas, grises sub-transparentes, de grano fino sub-redondeada, con presencia de glauconita. De las arenas T, es la menor productora de hidrocarburos.
- **Arena T Inferior:** se caracteriza por la intercalación de lutitas grises a grises oscuras, no calcáreas, con areniscas cuarzosas con excelente porosidad y permeabilidad, por lo que la convierten en el principal yacimiento productor de hidrocarburos del campo, como lo confirma el historial de producción del mismo; además posee un acuífero lateral. Al igual que la arena U Inferior; por lo que el corte de agua en el Campo es alto.

Formación Hollín. Se encuentra entre las formaciones Napo y Misahuallí, con espesor aproximado de 390 pies. Se caracteriza por sus areniscas cuarzosas, blancas, hialinas, transparentes a translúcidas de grano fino con cemento ligeramente calcáreo e inclusiones de glauconita, caolin y lutita. Posee un acuífero de fondo infinito, es decir, un mecanismo de empuje hidráulico. En el Campo

Victoria, la producción de crudo de esta arena es muy pobre, tal es así que actualmente ya no se produce de este yacimiento.

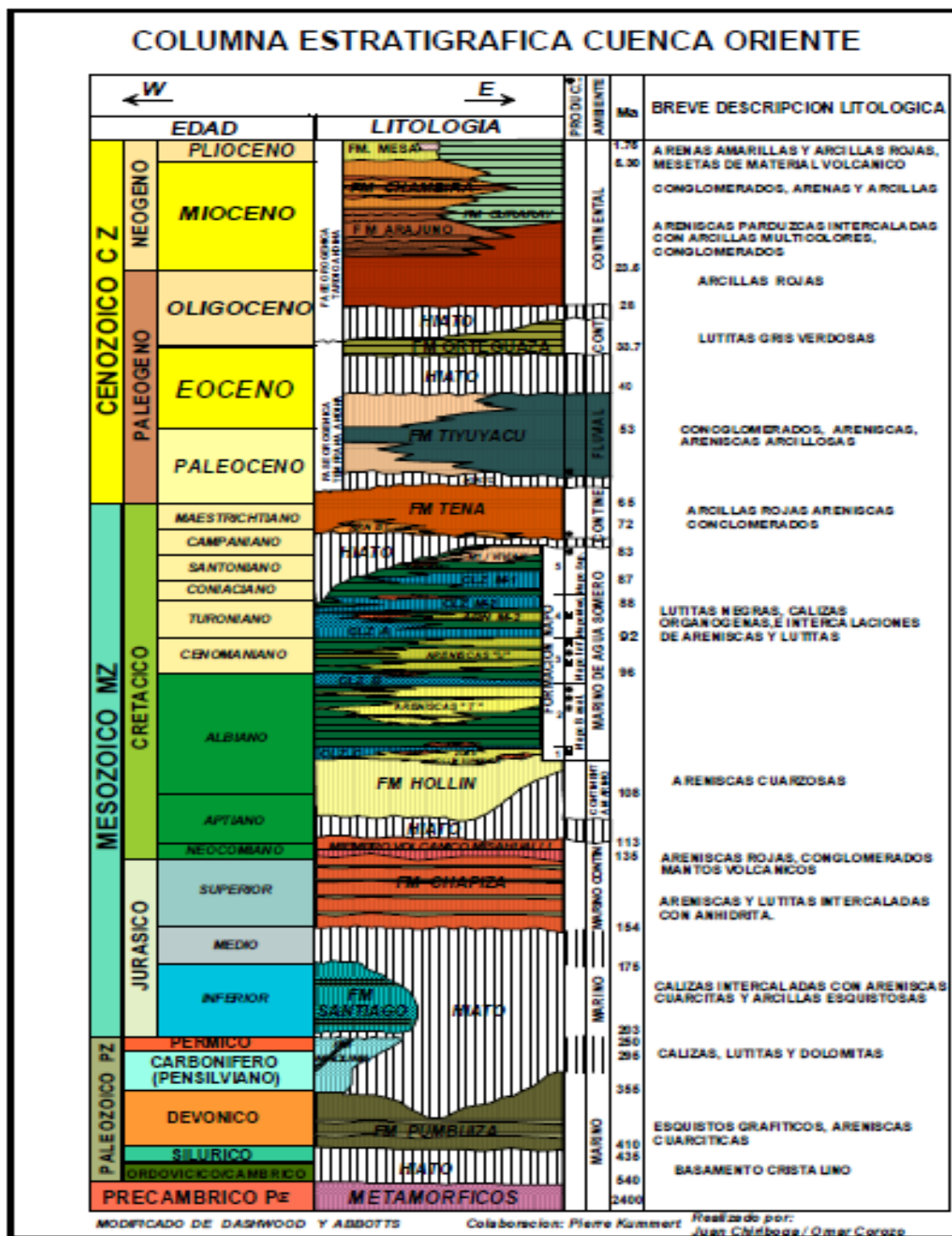


Gráfico 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.
Fuente: BABY, RIVADENEIRA, & BARRGÁN, 2004

Estado actual del Campo Victoria

El Campo Victoria posee cinco estaciones de Producción, las mismas que cuentan con todas las facilidades de producción requeridas para el tratamiento del crudo y agua de formación; y son:

- Estación Colibrí: ubicada al norte del campo.
- Estación Victoria Norte: ubicada al norte del campo y al sur de la estación Colibrí.
- Estación Victoria Central: ubicada en el centro del campo.
- Estación Victoria Sur-Oeste: ubicada al extremo sur-oeste del campo.
- Estación Victoria Sur: ubicada al sur del campo.

Pozos del Campo Victoria

A continuación se detalla el estado de los pozos del Campo Victoria, hasta Noviembre de 2012.

Cuadro 1. Estado actual de pozos del Campo Victoria.

POZOS DEL CAMPO VICTORIA	
PRODUCTORES	120
INYECTORES	6
RE-INYECTORES	13
CERRADOS	13
ABANDONADOS	19
TOTAL	171

Elaborado por: Mónica Paredes



Gráfico 4. Estado actual de pozos del Campo Victoria.

Elaborado por: Mónica Paredes

Los principales tipos de levantamiento artificial utilizados en el Campo Victoria son:

- Bombeo Electro Sumergible (BES): es el levantamiento artificial actualmente más utilizado, con bombas Reda y Centrilift principalmente.
- Gas Lift: es el sistema de levantamiento artificial más antiguo utilizado en el campo.
- Bombeo Hidráulico: es el segundo método con antigüedad utilizado en el campo.

Historial de Producción

Las tasas de producción de petróleo, agua y gas para el Campo Victoria desde su incorporación a la producción nacional se detallan a continuación en las diferentes arenas productoras del campo.

Producción del Campo Victoria

La producción del Campo Victoria desde su incorporación a la producción nacional en 1972 hasta Noviembre de 2012, se obtiene a partir del historial de producción del campo, mediante el software OFM (Oil Field Manager).

Producción Histórica Anual

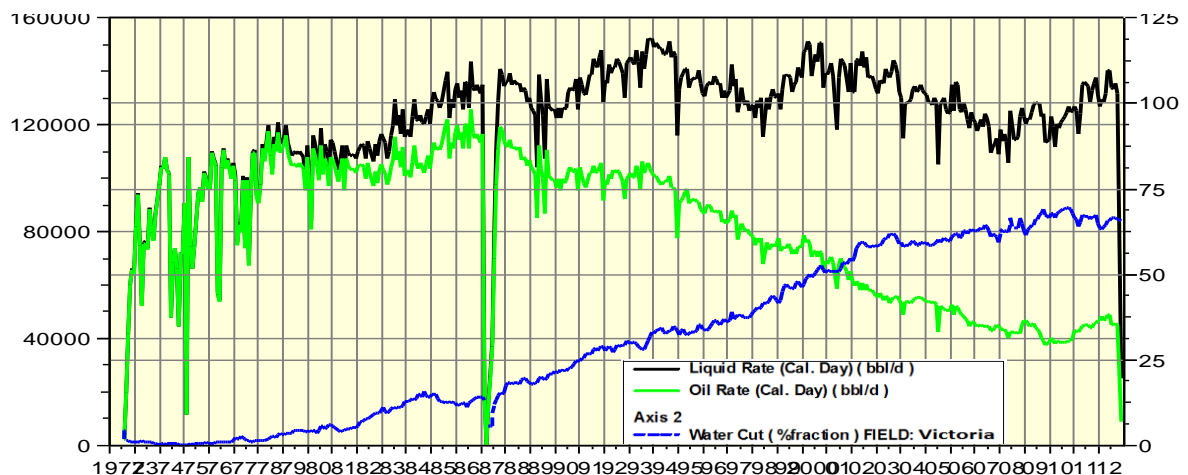


Gráfico 5. Producción Histórica Anual del Campo Victoria.

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

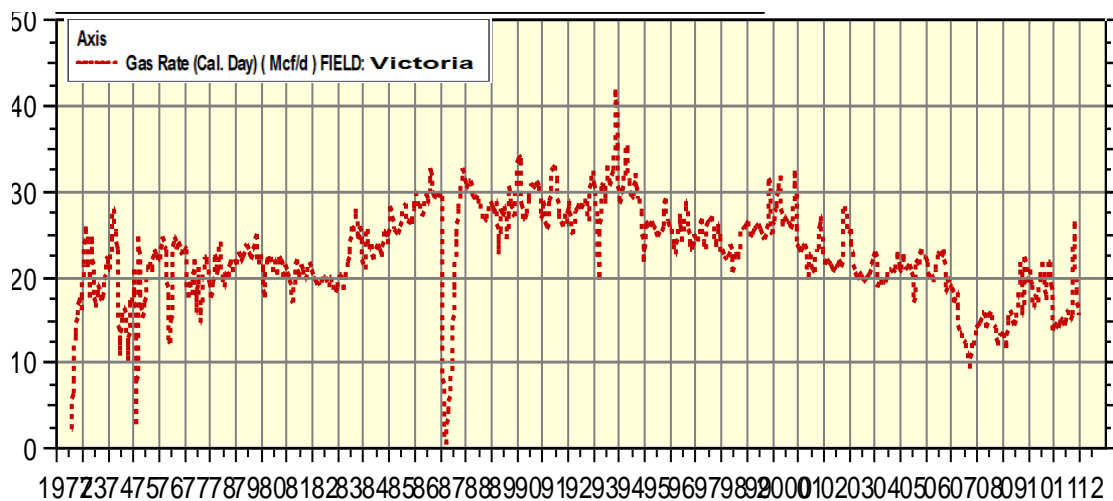


Gráfico 6. Producción Histórica Anual de Gas del Campo Victoria.
 Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

Producción Acumulativa

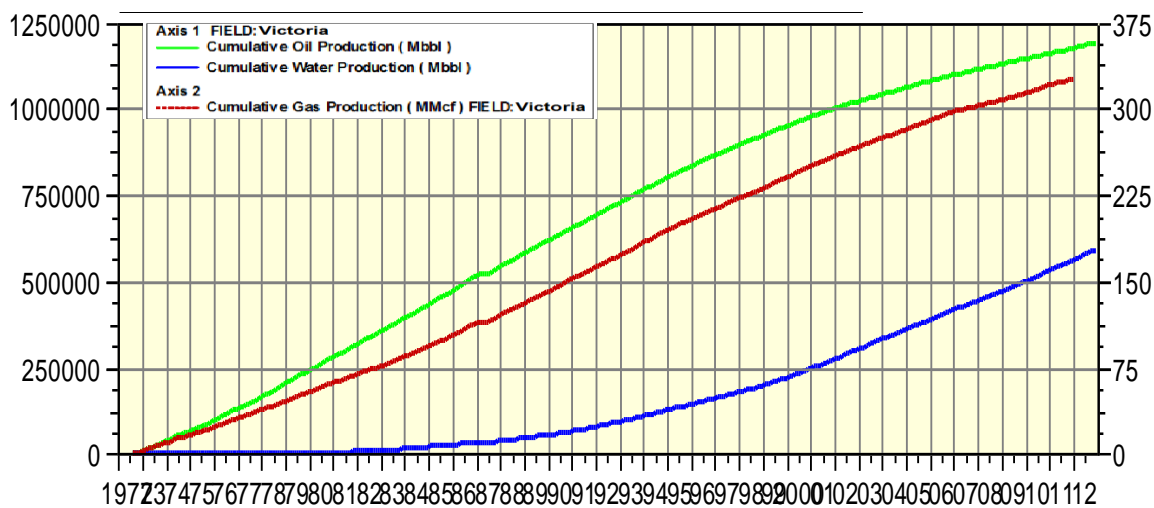


Gráfico 7. Producción Histórica Cumulativa del Campo Victoria.
 Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

Cuadro 2. Producción Histórica Anual del Campo Victoria.

PRODUCCIÓN DEL CAMPO VICTORIA							
Date	PRODUCCIÓN ANUAL				PRODUCCIÓN ACUMULATIVA		
	Liquid	Oil	Water	Gas	Oil	Water	Gas
	bbl/d	bbl/d	bbl/d	Mcf/d	Mbbl	Mbbl	MMcf
1972	37909	37570	339	11	5744	52	2
1973	77149	76577	572	20	33672	261	9
1974	82408	82262	146	19	63635	314	16
1975	81686	81508	178	19	93313	380	23
1976	96020	95464	556	22	128255	583	30
1977	92114	90792	1322	20	161375	1065	38
1978	108107	105993	2114	21	200076	1837	45
1979	110440	106429	4010	23	238912	3303	53
1980	107263	102443	4821	21	276407	5069	61
1981	108691	103631	5060	20	314224	6913	69
1982	110477	102139	8338	19	351508	9962	76
1983	117547	105282	12265	23	389953	14440	84
1984	121274	104563	16711	23	428224	20560	92
1985	128828	111848	16980	26	469049	26752	102
1986	133191	116837	16354	29	511678	32721	113
1987	80574	69886	10687	18	537085	36603	119
1988	134393	110160	24233	29	577401	45471	130
1989	124669	100949	23721	27	614241	54133	140
1990	128587	100056	28531	30	650772	64553	151
1991	138228	101274	36954	29	687729	78047	161
1992	138633	99014	39619	28	723966	92552	171
1993	144844	102191	42653	31	761266	108120	183
1994	148036	98553	49483	30	797233	126183	194
1995	135592	90462	45130	26	830242	142656	203
1996	134201	87126	47075	25	862134	159892	212
1997	130988	82112	48876	25	892104	177736	221
1998	127103	75172	51931	23	919531	196693	230
1999	134664	73815	60849	26	946468	218918	239
2000	144957	72948	72009	27	973159	245273	249
2001	137783	66661	71122	23	997493	271238	258
2002	140086	59633	80453	23	1019256	300623	266
2003	137850	55060	82791	21	1039353	330853	274
2004	130221	53692	76530	21	1059003	358861	281
2005	126351	51593	74758	21	1077826	386136	289
2006	126921	48829	78092	21	1095639	414628	297
2007	117841	44249	73592	14	1111789	441486	302
2008	116058	42587	73471	14	1127377	468377	307
2009	123610	43148	80462	16	1143118	497758	313
2010	120601	38510	82092	19	1157171	527720	320
2011	129598	43612	85986	16	1173091	559116	326
2012	123751	43271	80480	16	1188910	588545	326

Elaborado por: Mónica Paredes

Producción por Estación

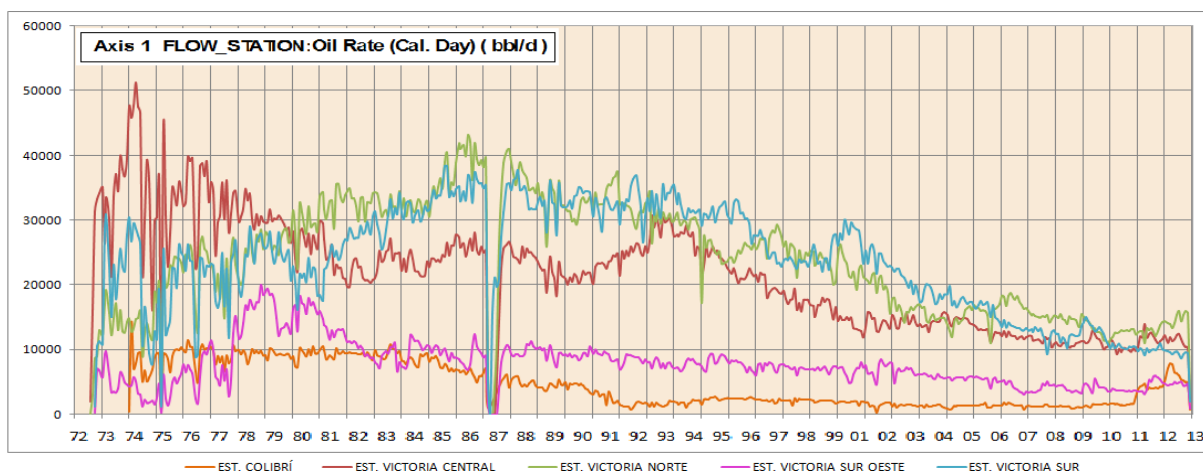


Gráfico 8. Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Victoria.

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

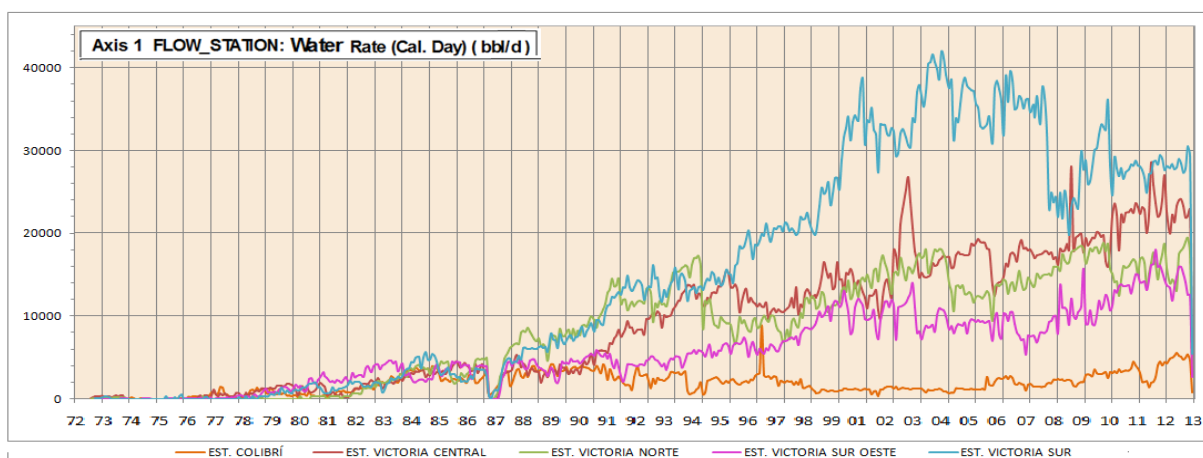


Gráfico 9. Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Victoria.

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

Cuadro 3. Producción Cumulativa por Estación del Campo Victoria (@Dic-2012).

ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN ACUMULATIVA		
	OIL Mbbl	WATER Mbbl	GAS MMcf
COLIBRÍ	63.290	27.030	18
VICTORIA NORTE	351.930	123.500	97
VICTORIA CENTRAL	313.923	134.159	86
VICTORIA SUR OESTE	112.238	84.233	27
VICTORIA SUR	347.530	219.624	100
CAMPO VICTORIA	1.188.911	588.545	326

Elaborado por: Mónica Paredes

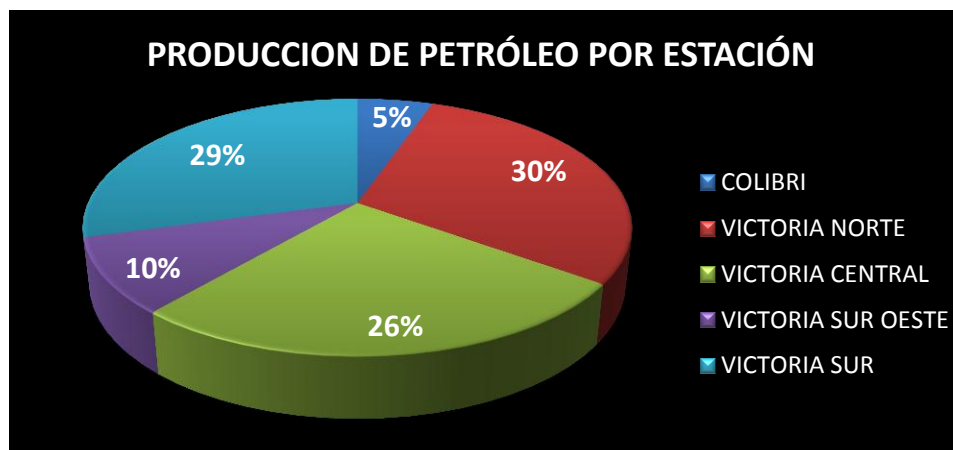


Gráfico 10. Porcentaje de la Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Victoria.
Elaborado por: Mónica Paredes

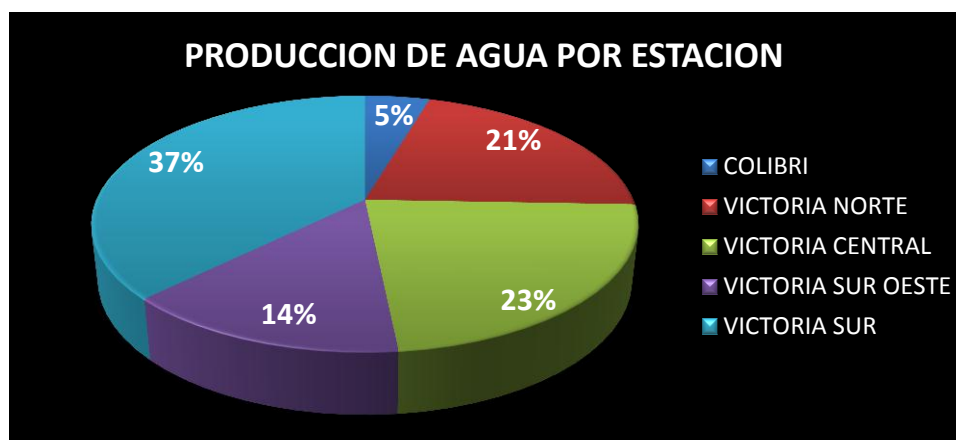


Gráfico 11. Porcentaje de la Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Victoria.
Elaborado por: Mónica Paredes

Producción por Arena

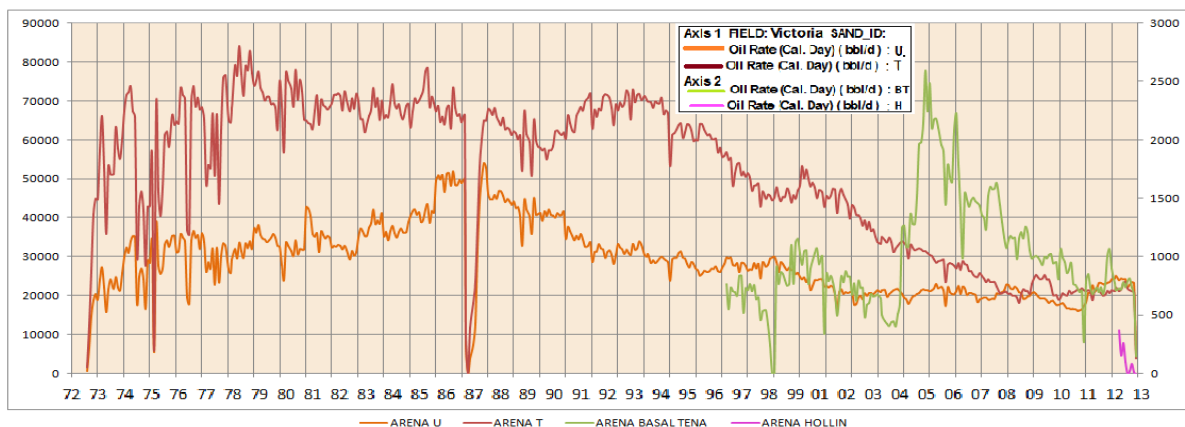


Gráfico 12. Producción Histórica Anual de Petróleo por Arena del Campo Victoria.
Elaborado por: Mónica Paredes

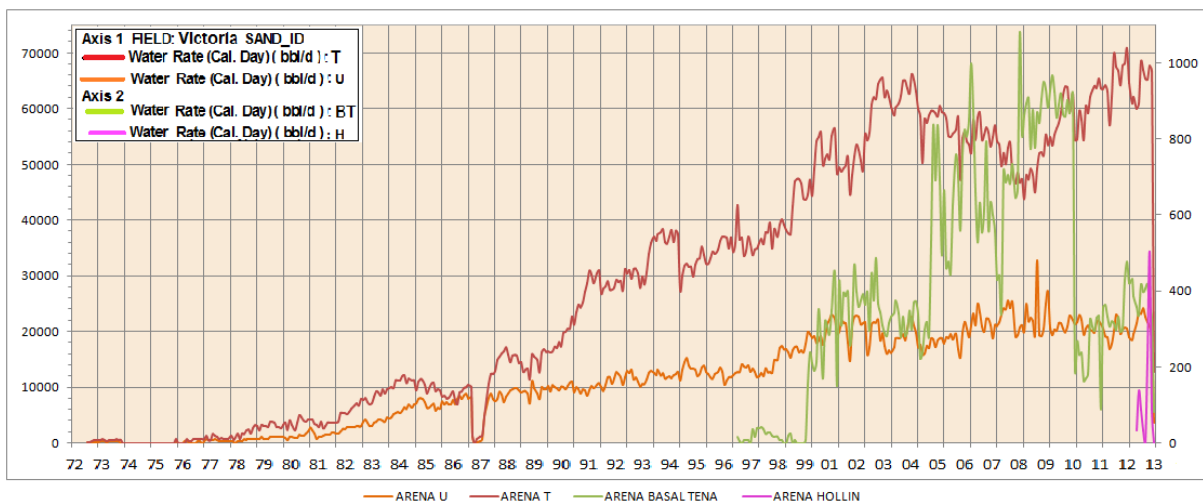


Gráfico 13. Producción Histórica Anual de Agua por Arena del Campo Victoria.
Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 4. Producción Cumulativa por Arena del Campo Victoria (Dic-2012).

ARENA PRODUCTORA	PRODUCCIÓN ACUMULATIVA		
	LÍQUIDO Mbbl	PETRÓLEO Mbbl	AGUA Mbbl
U INFERIOR	520.797	380.519	140.278
U SUPERIOR	68.024	46.221	21.803
T INFERIOR	1.140.843	728.736	412.107
T SUPERIOR	39.567	27.634	11.933
BASAL TENA	8.160	5.770	2.390
HOLLÍN	64	30	34
CAMPO VICTORIA	1.777.455	1.188.910	588.545

Elaborado por: Mónica Paredes

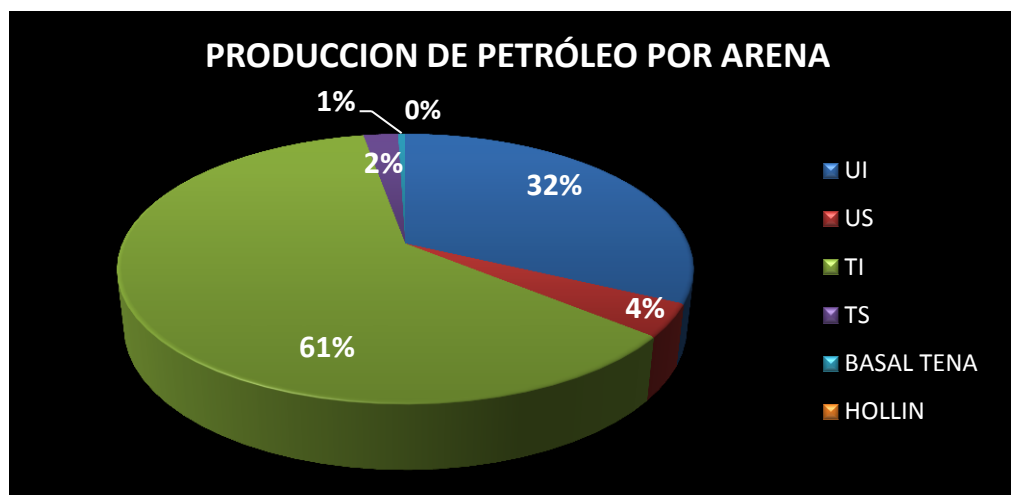


Gráfico 14. Representación de la Producción de Petróleo por Arena del Campo Victoria
Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

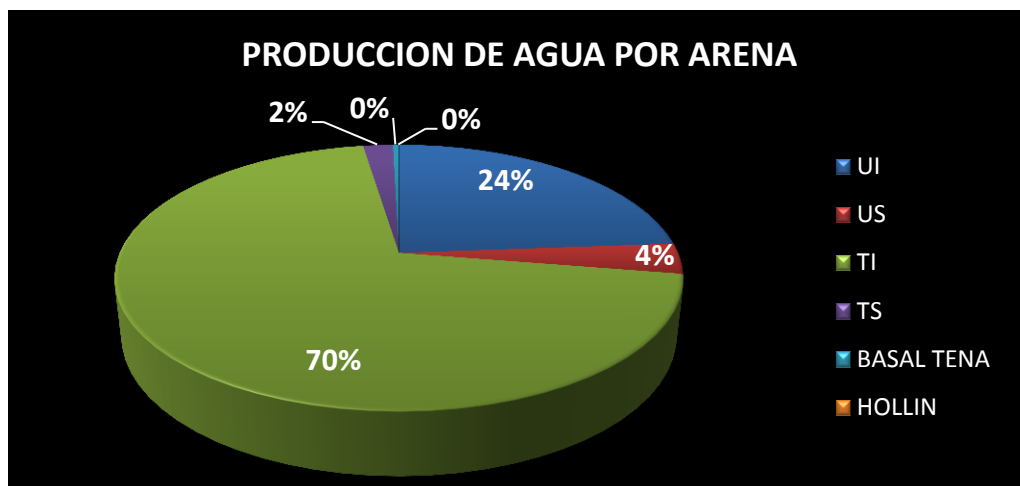


Gráfico 15. Representación de la Producción de Agua por Arena del Campo Victoria
Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

BASE TEÓRICA DE SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS

Simulación Matemática de Yacimientos

La Simulación de Yacimientos es simplemente el arte de combinar ciencias como la Física, Matemáticas, Ingeniería de Reservorios y programación de computadoras a fin de desarrollar una herramienta para predecir el comportamiento de los reservorios de hidrocarburos dentro de diversas estrategias de operación.

La Simulación de Reservorios en la industria petrolera ha llegado a ser la herramienta más importante para resolver problemas de ingeniería de reservorios. Los Simuladores han sido desarrollados para diversos procesos de recuperación de hidrocarburos y siguen siendo desarrollados para nuevos procesos de recuperación de crudo.

“Los simuladores han sido el punto de encuentro entre disciplinas por décadas” Harris and Hewitt, 1977. Muchas disciplinas diferentes contribuyen a la preparación del conjunto de datos de entrada de un modelo de simulación. La información es integrada durante el proceso de modelación de reservorios, para obtener como resultado el comportamiento real del yacimiento.

A través del siguiente gráfico se muestra las principales disciplinas que contribuyen al mejor ajuste de los datos obtenidos con un simulador y los datos reales.

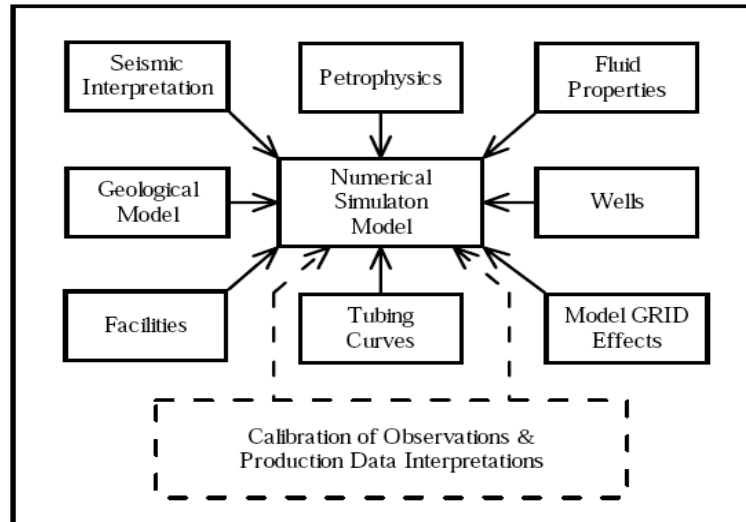


Gráfico 16. Contribución de las diferentes disciplinas para el modelamiento de reservorios.
Fuente: FANCHI, 2001

De esta manera, la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) combina básicamente física, matemáticas y todas las disciplinas que se aplican en ingeniería de yacimientos, para obtener algoritmos que deben ser programados, para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación. Un simulador numérico es un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, que expresan la conservación de masa y/o energía, ecuaciones de estado y una ecuación de momento. COATS, 1969

En general, si se desea modelar matemáticamente (numéricamente) el flujo de fluidos en medios porosos a escala de yacimiento, se debe recurrir a un simulador numérico; de esta manera, se puede definir a la SNY como el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento. UNAM-DEPFI

La simulación es la única forma de describir cuantitativamente el flujo de fluidos en un yacimiento heterogéneo, cuya producción se determina no sólo por las propiedades del mismo, sino también por la demanda del mercado, las estrategias de inversión y las políticas gubernamentales. DALTON, 1990

Modelo Matemático

Un modelo matemático es la representación numérica de un sistema real en forma simplificada aplicando leyes físicas, ecuaciones y condiciones iniciales y de frontera, mediante un programa de cómputo.

Los modelos matemáticos se usan para predecir las respuestas de un sistema debido a un estímulo específico y para estudiar efectos de varias variables en el sistema.

El grado en el cual un modelo ayuda a entender el sistema es la base para decidir qué tan bueno es el modelo, STERMAN, 1994.

Modelado o Modelamiento

El modelado es un proceso iterativo; se comienza por la formulación del modelo, es decir, examinar el sistema y decidir que variables son importantes y su relación entre ellas.

Un modelo de simulación de un sistema, resultante de un modelado de simulación, toma en cuenta la manera de cómo interactúan la información y las restricciones, a medida que el tiempo transcurre. Un modelo de simulación proporciona un ambiente virtual donde las ideas pueden ser ensayadas y entendidas, antes de su implementación, MARIA, 1997.

Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos

- Conocer el volumen original de crudo.
- Tener una clara idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de petróleo bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como puede ser: la inyección de agua, la inyección de gas o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Determinar la conveniencia de inyectar agua en un yacimiento de petróleo por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento, pudiéndose determinar donde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Establecer el tipo de completación óptima para la recuperación de crudo.
- Determinar los principales problemas de yacimientos como Conificación, Digitación, etc.

Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos

Los beneficios que se obtienen al usar la Simulación Numérica de Yacimientos, para planear la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son básicamente dos: económicos y técnicos, (CRICHLLOW, 1977).

La SNY permite probar varias alternativas de explotación en el modelo matemático de un yacimiento, sin necesidad de aplicarlo realmente en campo, lo que permite ahorrar mucho dinero y a la vez encontrar la mejor alternativa de explotar los reservorios e incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

Clasificación de los Simuladores Matemáticos de Yacimientos

Se tiene una amplia clasificación de los simuladores matemáticos, el cual se describe a continuación:

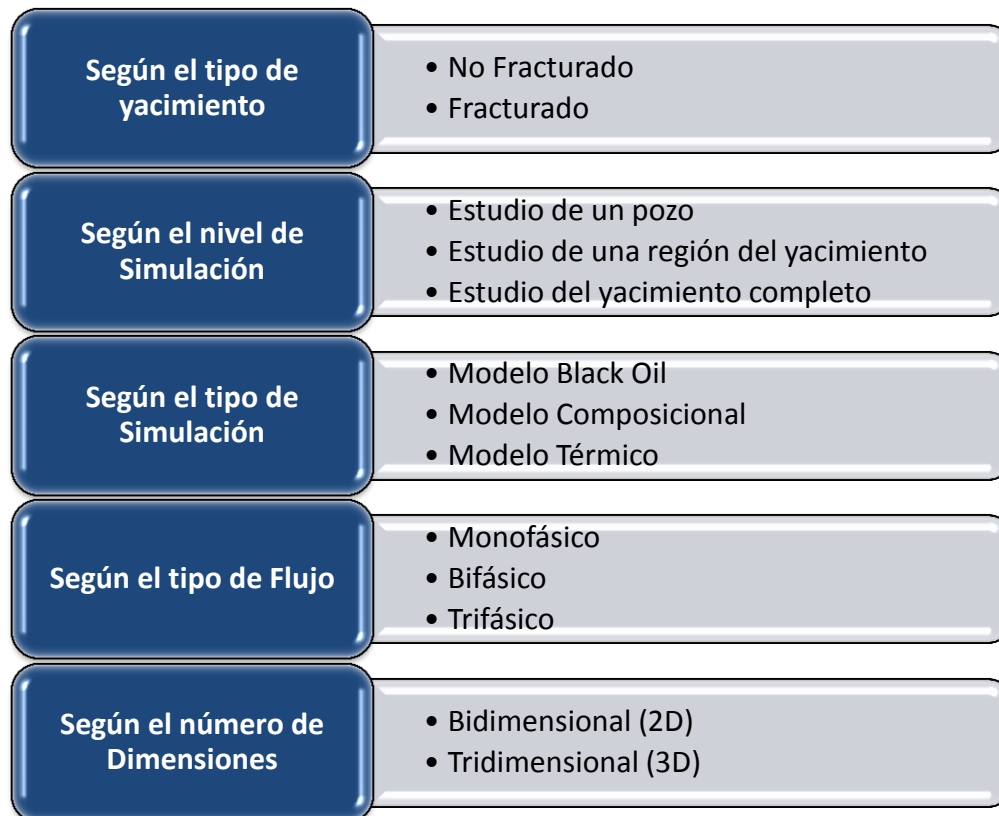


Gráfico 17. Clasificación de los Simuladores Matemáticos de Yacimientos.
Elaborado por: Mónica Paredes

Etapas de la Simulación Matemática

Las etapas típicas de un estudio de simulación matemática, siguen un orden lógico y sistemático con el fin de obtener un ajuste histórico perfecto y por ende, buenas predicciones.

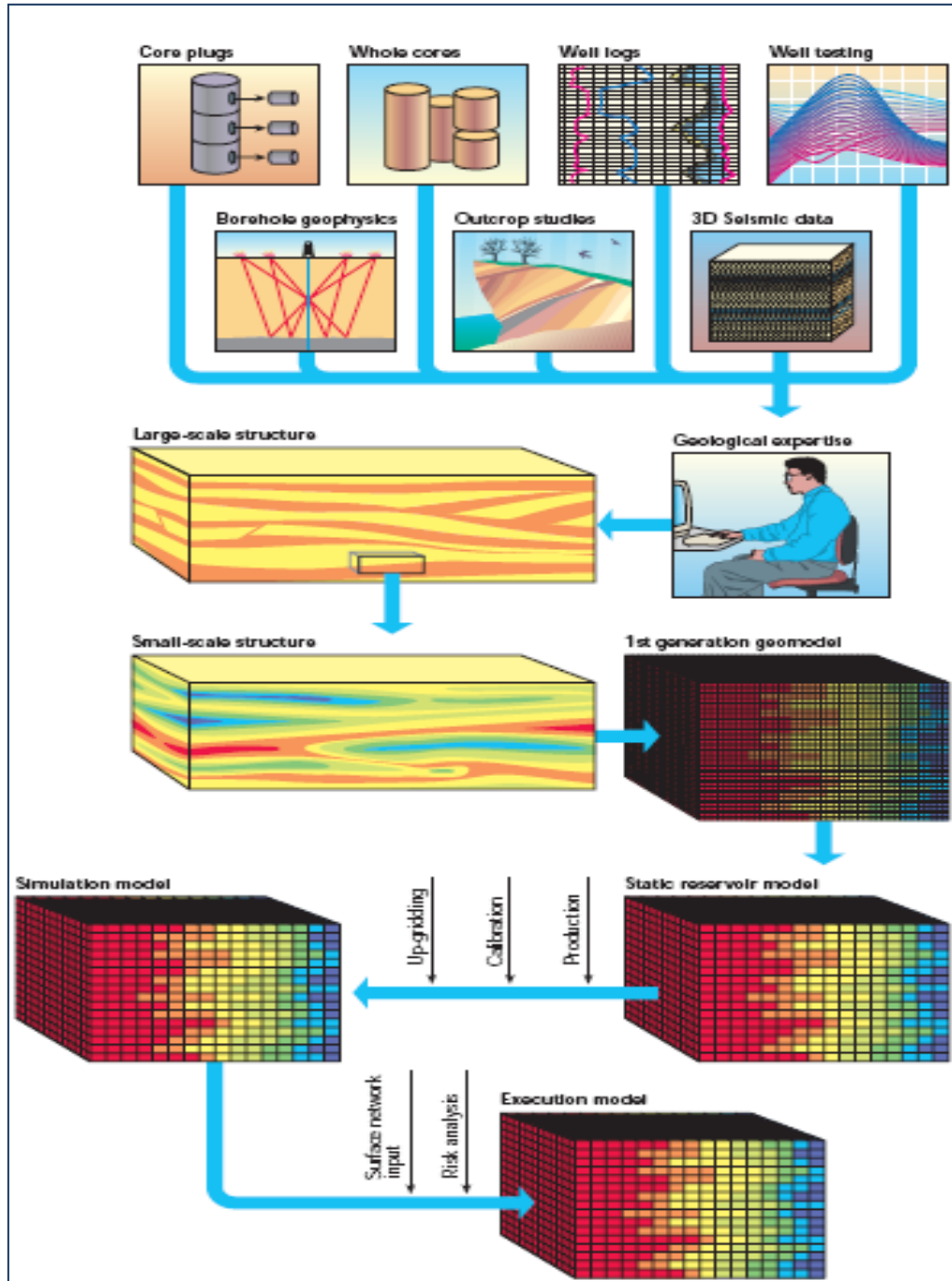


Gráfico 18. Etapas de la Simulación Matemática
Fuente: GORDON, 1996.

Algunas de estas etapas son secuenciales y algunas otras son simultáneas. Lo más resaltante es la etapa más larga que es la del ajuste de historia. Efectivamente esta etapa puede llevar varios meses y hasta años, dependiendo del tamaño del problema que se tiene entre manos. Cuando se tienen cientos y hasta miles de pozos que hay que ajustar, nos es fácil lograr el ajuste requerido.³

Predicción del Comportamiento del yacimiento frente a varias opciones

Después de obtener un ajuste razonable del comportamiento histórico del yacimiento, se dispone de un modelo confiable para predecir su comportamiento futuro. Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero sobre el área en estudio, los lineamientos de producción y la planificación estratégica de explotación, determinaran las opciones de explotación que se podrían implantar en el yacimiento. Entre las alternativas comúnmente evaluadas, se encuentran las siguientes:

- Predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a agotamiento natural, inyección de agua o gas.
- Evaluar las ventajas de un proceso de inyección de agua de flanco contra un proyecto de inyección por arreglos.
- Determinar el efecto de la ubicación de los pozos y el espaciamiento entre ellos.
- Investigar qué efectos tienen las variaciones de las tasas de inyección y/o producción, sobre el recobro.
- Determinar la completación óptima de pozos en yacimientos superpuestos.
- Estudiar la factibilidad de incrementar el factor de recobro mediante procesos de inyección menos sofisticados como polímeros, surfactantes, Nitrógeno, Inyección de gas miscible, CO₂, otros, es decir por Métodos de Recuperación Mejorada.
- Determinar el efecto de la Presión estática en el factor de recobro.

Las bases de los estudios de infraestructura de producción e inyección de superficie, así como los análisis económicos que permitirán seleccionar el esquema óptimo de explotación, son establecidos en base a las predicciones de estudios de simulación de yacimientos.⁴

³. <http://simulacion-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/02/simulacion-de-yacimientos-limitaciones.html>

⁴. http://cotejohistoricoypredicciones.blogspot.com/2010_09_01_archive.html

Para determinar cuan eficiente es un nuevo método de explotación en un yacimiento, se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- **Caso Base.** Durante el proceso de predicción de un estudio de simulación, la primera corrida usualmente denominada Caso Base, muestra el comportamiento de predicción si se continúa con el esquema actual de explotación. Este comportamiento es tomado como referencia para determinar los beneficios de cualquier cambio factible en el método de explotación actualmente aplicado.
- **Realizar predicciones bajo agotamiento primario.** Estas predicciones consisten en evaluar alternativas para mejorar el esquema de agotamiento primario vigente (Caso Base). Algunas de las interrogantes más relevantes en este caso son:
 - Efecto de cambiar el método de producción de los pozos.
 - Efecto en el recobro final, si cambiaran los parámetros operacionales tales como RGP, corte de agua, presión máxima de inyección etc.
 - Efectos de aislar las zonas invadidas por agua o gas en la producción de los pozos.
 - Cuando será necesario efectuar reparaciones y/o cambios de zona en cada pozo.
- **Elaborar un plan de desarrollo adicional.** Los resultados de las predicciones realizadas, comparado al recobro esperado en yacimientos con características y mecanismos de producción similares, permitirán decidir si existen posibilidades para desarrollo adicional. De no ser este el caso, se procede a investigar la factibilidad de recuperación adicional. El diseño del mejor plan de desarrollo adicional debe tomar en cuenta lo siguiente:
 - El impacto de localizaciones adicionales en el potencial y en el recobro.
 - Las fechas de completación de cada pozo nuevo y el potencial inicial correspondiente.
 - El total de producción anual de dichos pozos y el acumulado hasta el recobro total.
 - El impacto de cambiar el espaciado de los pozos en áreas no drenadas.

El análisis de estos factores, permitirá establecer varios escenarios de agotamiento primario, los cuales deben compararse en términos económicos con la mejor opción de las analizadas.

- **Determinar la factibilidad de recuperación adicional.** Los aspectos más relevantes que deben ser tomados en cuenta desde el punto de vista del recobro del yacimiento, para iniciar un proyecto de recuperación adicional son:

- Los puntos de inyección o patrón de inyección, considerando las características geológicas, estructura estratigráfica y sedimentológica.
 - Las tasas de inyección por pozo y en total para el yacimiento.
 - La cronología de eventos del proceso, inicio de inyección, terminación de la inyección, perforación o reparación de los pozos, etc.
 - Identificación de los parámetros operacionales claves, que permitan asegurar el éxito del proyecto (RGP, BSW, completación de los pozos, etc.).
- **Determinar eficiencia del proceso de recuperación adicional.** En el caso de que en el yacimiento simulado se esté llevando a cabo un proyecto de inyección de agua y/o gas, se deben efectuar predicciones para determinar la eficiencia del proceso.

Del análisis de estos parámetros y su comparación con los valores pronosticados, se puede establecer si el pronóstico original es válido, o si es necesario y/o conveniente modificar el esquema actual y realizar las predicciones para mejorar el recobro final del yacimiento.

- **Rediseñar esquema de recuperación adicional.** En caso de determinarse en la etapa anterior, que la eficiencia actual del proceso de recuperación adicional debe ser mejorada, proceder a evaluar los efectos de las siguientes opciones:
 - Cambios en la distribución y número de inyectores y productores.
 - Variación de tasas de inyección y producción.
 - Variación en las presiones de inyección.
 - Cambios en los fluidos inyectados.
 - Selectividad, cambios de zonas productoras/injectoras.
 - Suspensión del proyecto.
 - Evaluar el efecto sobre el recobro de la en zonas pobremente drenadas, utilizando la tasa de inyección óptima previamente establecida y comparando estos resultados con el esquema de inyección actual.
- **Elaborar plan operacional.** Las predicciones realizadas, tanto para recobro primario con o sin desarrollo adicional, como para recuperación adicional, permitirán elaborar un plan operacional para cada uno de los esquemas que se desea investigar en profundidad. Este plan debe contener:⁵

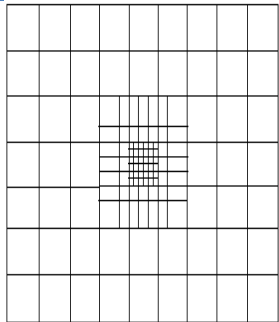
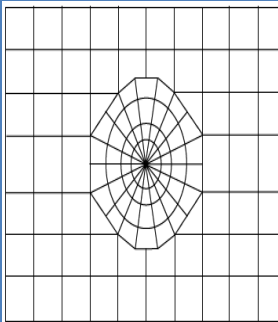
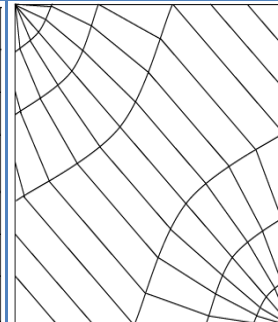
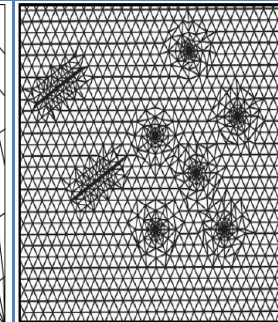
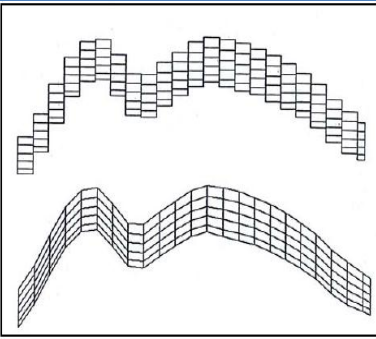
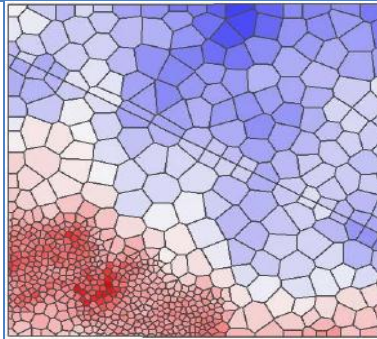
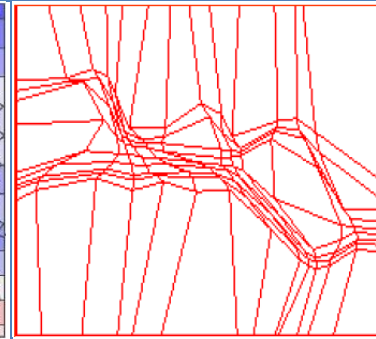
⁵. http://cotejohistoricoypredicciones.blogspot.com/2010_09_01_archive.html

- Número de pozos a perforar/reparar y su dedicación.
- Volumen requerido de inyección y su distribución entre inyectores.
- Facilidades de producción/inyección requeridas.
- Pronóstico de producción de petróleo, agua y gas.
- Cronología de eventos.
- Políticas de evaluación de pozos, Plan de recolección de información y monitoreo.
- Evaluación económica.

Tipos de Mallas

En los últimos años, gracias al desarrollo de la tecnología, las mallas utilizadas en los simuladores matemáticos pueden tomar muchas formas, que permiten modelar de manera precisa y objetiva un yacimiento o una región del mismo. Actualmente los simuladores matemáticos que se encuentran en el mercado, ofrecen varias opciones de mallado, las más utilizadas son: UNAM-DEPFI.

Cuadro 5. Tipos de Mallas.

			
REFINAMIENTO LOCAL	HÍBRIDAS	CURVILÍNEAS	TIPO VORONOI
			
CÓRNER POINT (PUNTOS DE ESQUINA)	IRREGULARES	GENERADAS AUTOMÁTICAMENTE	

Elaborado por: Mónica Paredes

Fuente: ARANA, TRUJILLO, & SÁNCHEZ, 2006

Modificado por: Mónica Paredes

Para seleccionar la malla de simulación se deben tomar en cuenta lo siguiente:

- Geometría y tamaño del yacimiento, así como la información disponible para su descripción.
- Tipo de proceso de recuperación a ser modelado.
- Localización y tipo de pozos.
- Aproximación numérica deseada
- Objetivos del estudio de simulación
- Recursos computacionales disponibles, restricciones de tiempo o presupuesto del proyecto.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS BÁSICOS

Un Simulador Matemático se basa en las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en medios poroso que surgen de aplicar el principio de la conservación de la masa o balance de materiales, las ecuaciones de estado y la Ley de Darcy. De la combinación de estas ecuaciones, resulta la Ecuación de Difusividad que no siempre resulta ser lineal o de primer grado, sino que el simulador debe solucionar ecuaciones diferenciales de diferente complejidad, que generalmente se resuelve por el método de diferencias finitas.

Flujo de Fluidos

El análisis de flujo de fluidos en medios porosos ha evolucionado a lo largo de los años, a través de dos frentes: la experimental y la analítica. Muchos ingenieros han desarrollado leyes y correlaciones que describen el comportamiento de flujo de los fluidos de los reservorios.

Las leyes, correlaciones y relaciones matemáticas varían dependiendo de las características de los reservorios. Las características principales de los reservorios que deben ser consideradas son:

Tipos de fluidos en los reservorios.

El Coeficiente de Compresibilidad Isotérmica es esencialmente el factor que controla e identifica el tipo de fluido en el reservorio. Generalmente los fluidos de reservorio son clasificados en tres grupos, que son:

- Fluidos Incompresibles: están definidos como los fluidos cuyo volumen o densidad no cambia con la Presión.
- Fluidos semi-compresibles: estos fluidos muestran pequeños cambios en su volumen o densidad por efecto de cambios en la Presión.
- Fluidos Compresibles: son fluidos que sufren grandes cambios en su volumen o densidad como función de la Presión.

Matemáticamente el Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico es descrito por las siguientes expresiones:

$$c = -\frac{1}{V} * \frac{\delta V}{\delta P}$$

$$c = \frac{1}{\rho} * \frac{\delta \rho}{\delta P}$$

Regímenes de flujo.

Básicamente existen tres tipos de regímenes de flujo que deben reconocerse para describir el comportamiento del flujo de fluidos y la distribución de la presión del reservorio en función del tiempo. Los regímenes de flujo son:

- Flujo en Estado estable: es aquel flujo donde la presión en todo el reservorio permanece constante, es decir no cambia con el tiempo.

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_i = 0$$

- Flujo en Estado Transitorio: es el flujo donde la Presión en el reservorio declina linealmente en función del tiempo.

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_i = \text{constante}$$

- Flujo en Estado Semi-estable: este tipo de flujo se caracteriza por el cambio de Presión con respecto al tiempo en ningún lugar del reservorio es igual a cero o constante.

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right) = f(i, t)$$

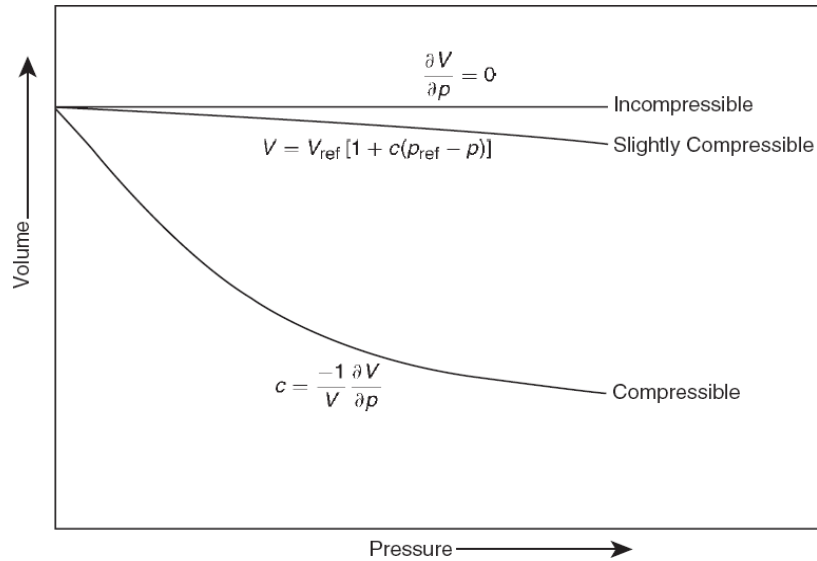


Gráfico 19. Regímenes de Flujo, Relación Presión - Volumen
Fuente: AHMED, 2010

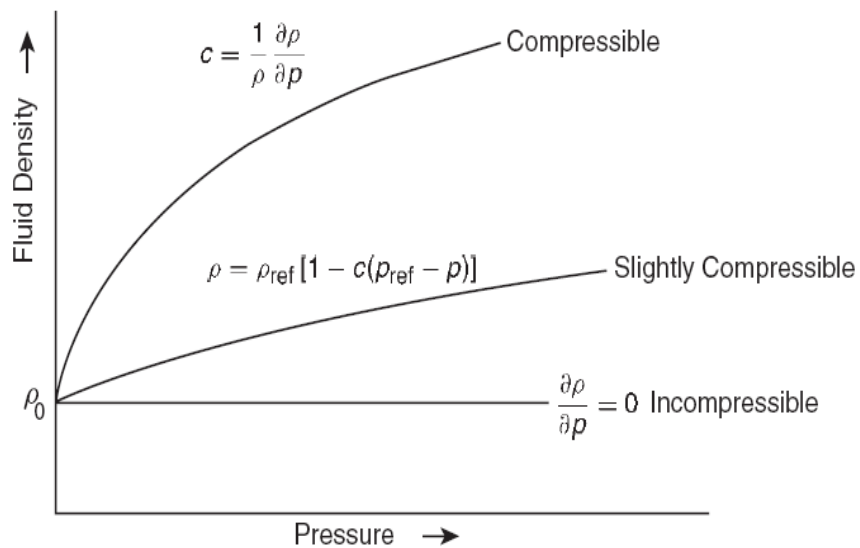


Gráfico 20. Regímenes de Flujo, Relación Densidad – Presión.
Fuente: AHMED, 2010

Geometría de flujo en reservorios.

La forma de un reservorio tiene un efecto significativo en el comportamiento de los fluidos. Generalmente los reservorios tienen límites irregulares y una descripción matemática de su geometría es con frecuencia posible solo con el uso de simuladores matemáticos. Para propósitos ingenieriles, la geometría de flujo puede ser representado por:

- **Flujo Radial:** las líneas de flujo también son rectas pero convergen en dos dimensiones a un centro común y la sección expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro.

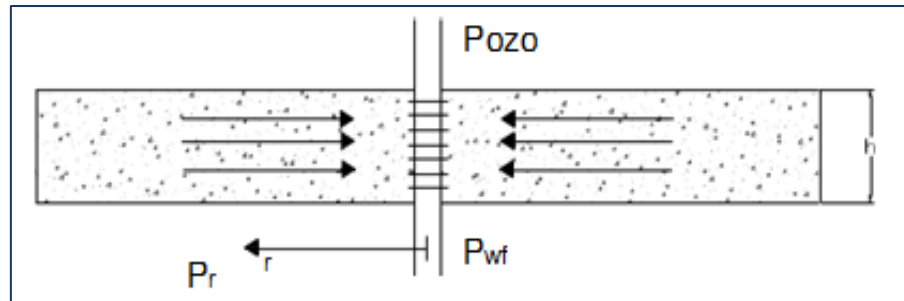


Gráfico 21. Flujo Radial.

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/50830144/11/ECUACION-DE-DARCY>

- **Flujo Lineal:** En el flujo lineal las líneas de flujo son paralelas y el flujo es constante.

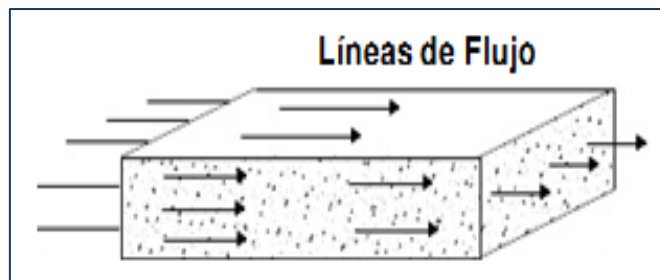


Gráfico 22. Flujo Lineal.

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/50830144/11/ECUACION-DE-DARCY>

- **Flujo Esférico:** las líneas son rectas y convergen en tres dimensiones.

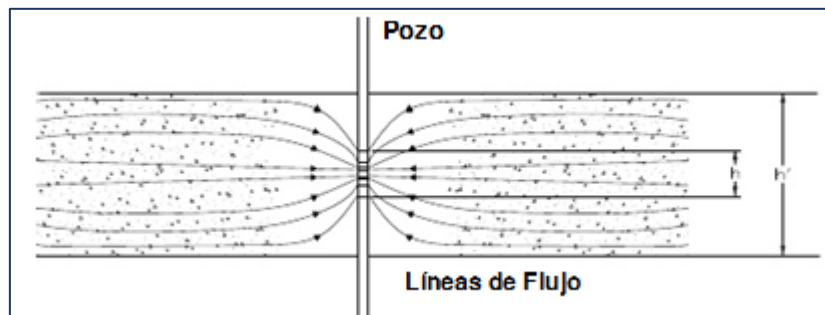


Gráfico 23. Flujo Esférico.

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/50830144/11/ECUACION-DE-DARCY>

Número de Fluidos en el reservorio.

Las expresiones matemáticas que son usadas para predecir el comportamiento del reservorio varían en forma y complejidad dependiendo del número de fluidos móviles en el yacimiento. Generalmente en yacimientos hidrocarburíferos existen tres casos de sistemas de flujo, que son:

- Flujo de una sola fase: petróleo, gas o agua.
- Flujo de dos fases: petróleo-agua, petróleo-gas o gas-agua.
- Flujo de tres fases: petróleo, gas y agua.

Ecuaciones que rigen el Flujo de Fluidos

Las ecuaciones de flujo de fluidos que son usadas para describir el comportamiento de flujo en un reservorio pueden tomar muchas formas dependiendo de la combinación de variables como el tipo de fluido, regímenes y geometría de flujo en reservorios y el número de fluidos presentes en los yacimientos.

Una combinación de la Ecuación de Darcy, Ecuación de Conservación de la Masa y algunas Ecuaciones de Estado; es una herramienta imprescindible para describir el comportamiento de los fluidos en los yacimientos hidrocarburíferos.

Ecuación de Difusividad.

La ecuación de Difusividad se deriva de la combinación de:

- Ley de la Conservación de la Masa
- Ley de Darcy
- Ecuaciones de Estado.

Un fluido en un medio poroso es gobernado por la Ecuación de Difusividad la cual considera varias asunciones y simplificaciones a ser tomadas en cuenta, como:

- Reservorio homogéneo con propiedades constantes a través de él.
- Fluido lineal y espesor constante.
- Fluido monofásico y ligeramente compresible
- Gradiente de presión pequeño para aplicar la Ley de Darcy.

$$\frac{\delta p}{\delta r} = \frac{K}{\phi \mu C_t} \left[\frac{\delta}{\delta r} \left(\frac{\delta p}{\delta r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{\delta p}{\delta r} \right) \right] \Rightarrow \text{FLUJO RADIAL}$$

Ecuación de Darcy.

Henry Darcy, ingeniero francés realizó un experimento sobre el movimiento del agua a través de un medio poroso que se encontraba dentro de una tubería puesta horizontalmente, con la cual analizó el movimiento del agua a través de la arena que actuaba como un filtro de agua, con este estudio Darcy encontró que la velocidad a la cual el agua fluye a través de la arena era directamente proporcional a la diferencia de altura entre los dos extremos de la tubería e inversamente proporcional a la longitud de esta.

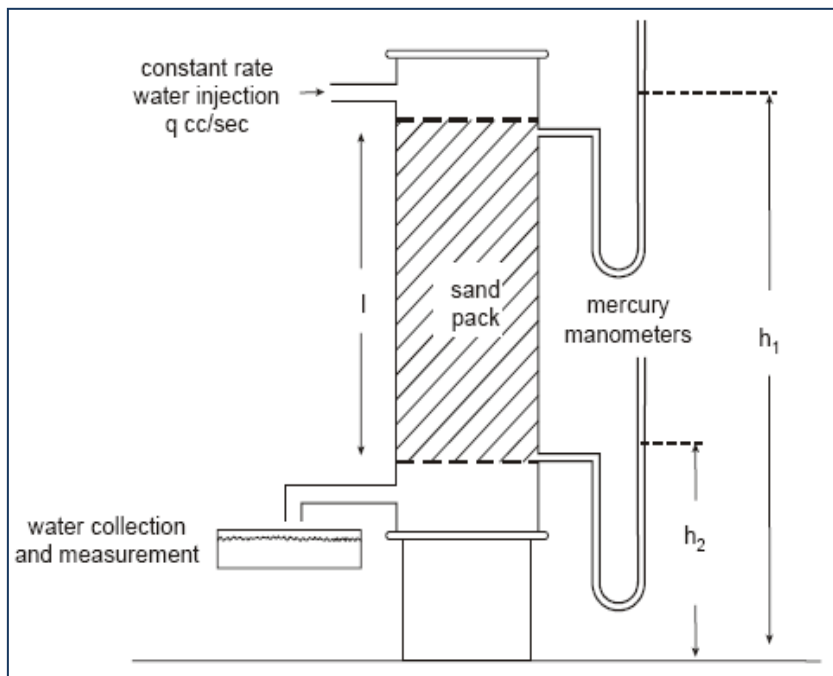


Gráfico 24. Esquema del equipo experimental de Darcy.

Fuente: DAKE, 1978

Entonces la Ecuación de Darcy se define:

$$q = \frac{k * A}{\mu} * \frac{dP}{dL}$$

Ecuación de Conservación de la Masa.

El principio de la conservación de la masa cuando se aplica a un sistema dinámico, dice:

$$\left[\text{Flujo de masa que entra a un sistema} \right] - \left[\text{Flujo de masa que sale de un sistema} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Razon de cambio de} \\ \text{la acumulacion de} \\ \text{masa en el sistema} \end{array} \right]$$

Solo puede haber una ecuación de continuidad (Balance Global) por sistema.

Ecuaciones de Estado.

Una ecuación de estado es una relación matemática entre las variables temperatura, presión y volumen. Las ecuaciones de estado constituyen una herramienta usual en Termodinámica para el cálculo de propiedades físicas y termodinámicas de fluidos. Si se conoce la relación $f(T,P,V)=0$ para fluidos puros o bien $f(T,P,V,x)=0$ para mezclas, entonces es posible determinar el valor de propiedades tales como densidad, entalpía, entropía o energía interna.

DESCRIPCIÓN DE RESERVORIOS

Descripción Petrofísica

Porosidad

Está definido como el volumen vacío de una muestra de roca, expresada como fracción en relación al volumen total de la muestra.

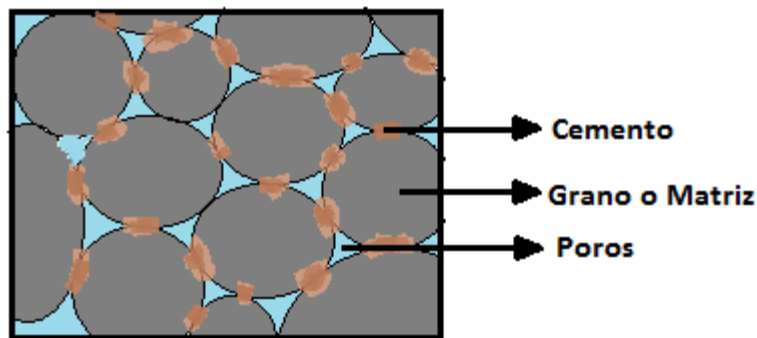


Gráfico 25. Representación de la Porosidad

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/50830144/11/POROSIDAD>

Cuadro 6. Clasificación de la Porosidad

POROSIDAD	
CLASIFICACIÓN	RANGO
MUY BAJA	= < 5%
BAJA	>5% Y < 10%
PROMEDIO	> 10% Y <20%
BUENA	> 20% Y = <30%
EXCELENTE	> 30%

Elaborado por: Mónica Paredes

Fuente: DA SILVA, 2011

Además de los análisis PVT, la Porosidad se puede obtener a partir de registros de pozos como los Registros eléctricos de Micro resistividad, Gamma Ray con Density, Neutron o Sónico.

Comúnmente se utilizan dos tipos de porosidad que son:

Porosidad Absoluta. Se define como la relación del volumen vacío (espacio poroso interconectado y aislado) al volumen bruto o total de la muestra de la roca.

$$\phi_a = \frac{V_{p(i-a)}}{V_b}$$

Porosidad Efectiva. Se define como la relación del volumen vacío interconectado al volumen bruto o total de la muestra de la roca.

$$\phi_e = \frac{V_{p(i-a)}}{V_b}$$

La porosidad efectiva depende de varios factores tal como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño del grano, empaque de los granos, cementación, tipo y contenido de arcilla, volumen de hidratación, etc.

Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se fundamenta en la Ley de Darcy.

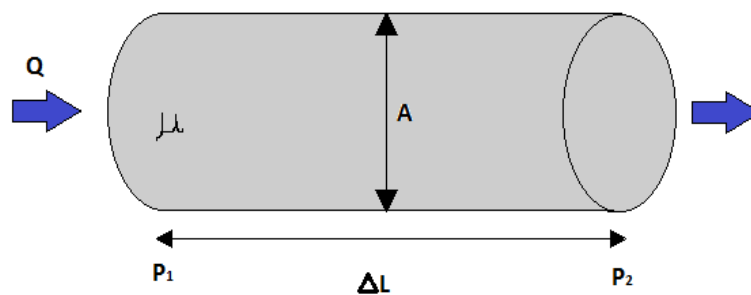


Gráfico 26. Representación de la Permeabilidad a partir de la Ley de Darcy
Fuente: Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos de Halliburton

La unidad de la Permeabilidad se denomina Darcy, en honor a Henry Darcy, quien estudio por primera vez la filtración de agua a través de un medio poroso.

Un medio poroso tendrá una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de 1cP que satura totalmente el volumen poroso, fluye a través de él a una tasa de 1 cm³ por segundo, por un área transversal de 1 cm², por una longitud de 1 cm y bajo un diferencial de presión de 1 atm. Se tiene:

Permeabilidad Absoluta. Es la permeabilidad de una roca a un fluido cuando satura el 100% del volumen poroso.

$$K = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P}$$

Permeabilidad Efectiva. Es la permeabilidad a un fluido en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. En un reservorio se tiene Permeabilidad efectiva al petróleo, agua y gas.

$$K = \frac{q_f * \mu_f * L}{A * \Delta P}$$

Permeabilidad Relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

$$K_{r f} = \frac{K_f}{K}$$

Esta medida es muy importante en ingeniería de reservorios, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.

La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa es un resultado simple de resultados de laboratorio (experimentales), pero su forma incorpora los parámetros de flujo de fluidos dentro del reservorio y dependen de variables tales como:

- Geometría del sistema poroso,
- Mineralogía de la roca,
- Permeabilidad absoluta y porosidad,
- Preferencia de mojabilidad de la roca,
- Viscosidad de los fluidos,
- Tensión interfacial,
- Tasas de desplazamiento,
- Presión del reservorio,
- Presencia de fases inmóviles o atrapadas.

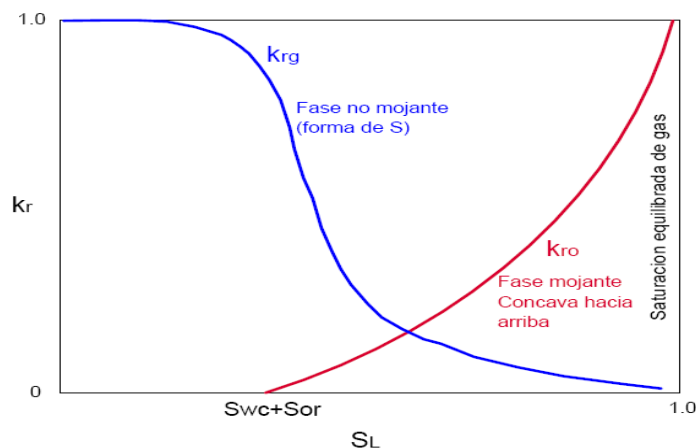


Gráfico 27. Representación de la Permeabilidad Relativa vs Saturación del líquido
Fuente: ESCOBAR, 2006

Saturación de Fluidos.

La saturación de fluidos es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra ocupada por algún fluido, ya sea aceite, agua o gas. Se obtiene al dividir el volumen del fluido (V_f) a condiciones de yacimiento, entre el volumen de espacios intercomunicados del medio poroso, es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} = \frac{\text{Volumen del fluido a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de espacios intercomunicados del medio poroso}}$$

Los poros en un yacimiento siempre están saturados de fluidos, así la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca de un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si se manejan fracciones. En el caso de tener en el medio poroso tres fluidos, se tiene que:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

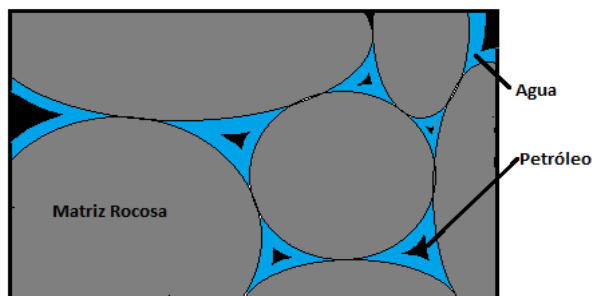


Gráfico 28. Representación de la Saturación de fluidos en la roca porosa
Fuente: ESCOBAR, 2006

Saturación de agua inicial (S_{wi}): Es aquella saturación de agua a la cual es descubierto el yacimiento y se pueden distinguir dos tipos de agua:

- Agua libre: Es la que está en condiciones de fluir ante una diferencia de presión.
- Agua intersticial o irreductible: Es la que está ligada a los granos minerales, ya sea mediante enlaces a la estructura atómica de los minerales o bien como una fina capa adherida a la superficie de los mismos.

Saturación de agua crítica (S_{wc}): Es la saturación mínima a la cual el agua inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.

Saturación de petróleo residual (S_{or}): Es aquella saturación de crudo que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada del yacimiento. Este valor de saturación es llamado saturación de aceite residual o remanente, ya que no se lo puede producir.

Saturación de aceite crítica (S_{oc}): Es la saturación mínima a la cual el aceite inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente depresión.

Saturación de aceite movable (S_{om}): La saturación de aceite movable es otra saturación de interés y es definida como la fracción de volumen poroso ocupada por aceite movable, como expresa la siguiente ecuación, cuando se tiene S_{wi} .

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi}$$

Análisis Convencionales de Núcleos

Consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo.

Un análisis PVT es muy costoso, por ésta razón se han desarrollado una serie de ecuaciones o Correlaciones empíricas que permitan determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento.

Factor Volumétrico

Factor Volumétrico del Petróleo. El volumen de petróleo que se registra en el tanque en superficie es menor que el volumen de petróleo que fluye en el medio poroso del reservorio. Este cambio en volumen de petróleo está acompañado por el cambio de las condiciones de reservorio a las condiciones estándar y se debe a tres factores.

El factor más importante es el incremento de gas a partir del petróleo como efecto de la disminución de la presión de reservorio hasta la presión estándar. Esto causa un gran decremento en el volumen del petróleo cuando hay una cantidad importante de gas disuelto.

La reducción en la presión también causa que el petróleo remanente se expanda ligeramente, pero esto se compensa en algo por la contracción o encogimiento del petróleo debido a la reducción de temperatura.

El cambio del volumen de petróleo debido a estos tres factores es expresado en términos del Factor Volumétrico del Petróleo (β_o), y se lo define como el volumen de petróleo que se requiere a condiciones de reservorio para obtener en superficie un barril de petróleo a condiciones estándar. El β_o siempre será mayor a la unidad.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo a condiciones de reservorio}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones estándar}} \left(\frac{B}{STB} \right)$$

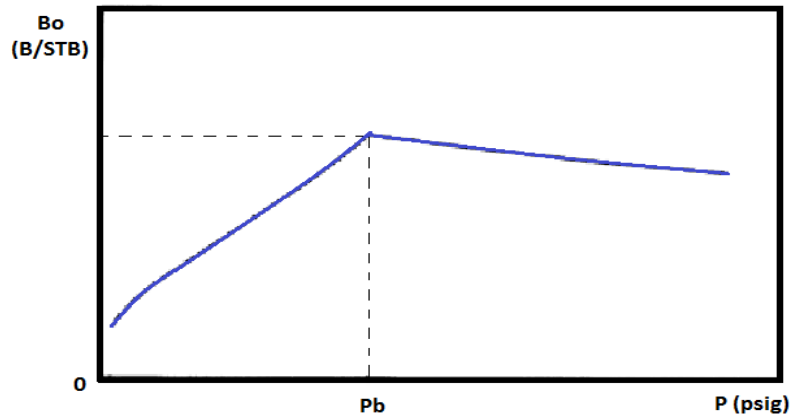


Gráfico 29. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) vs Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

Factor Volumétrico del Gas. Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones estándar.

$$\beta_g = \frac{Z * T * P_{sc}}{Z_{sc} * T_{sc} * P}$$

Si las condiciones normales o estándar son: $T=60^\circ\text{F}$ (520°R) y $P=14.7$ lpca, a demás $Z=1,0$ (Factor de compresibilidad de un gas), entonces se tiene:

$$\beta_g = 0,0283 * \frac{Z * T}{P} \left(\frac{PCY}{PCN} \right)$$

$$\beta_g = 0,00504 * \frac{Z * T}{P} \left(\frac{BY}{PCN} \right)$$

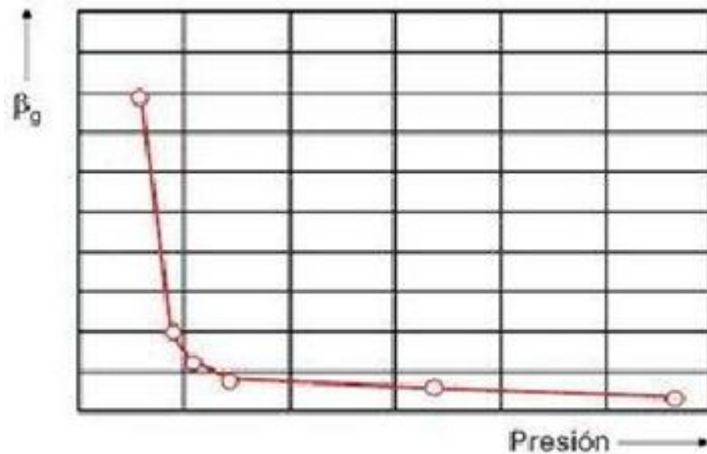


Gráfico 30. Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas (β_g) vs Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

Factor Volumétrico del Agua de Formación. La siguiente figura es típica para determinar el factor de volumen del agua de formación, al declinar la presión a la temperatura del yacimiento.

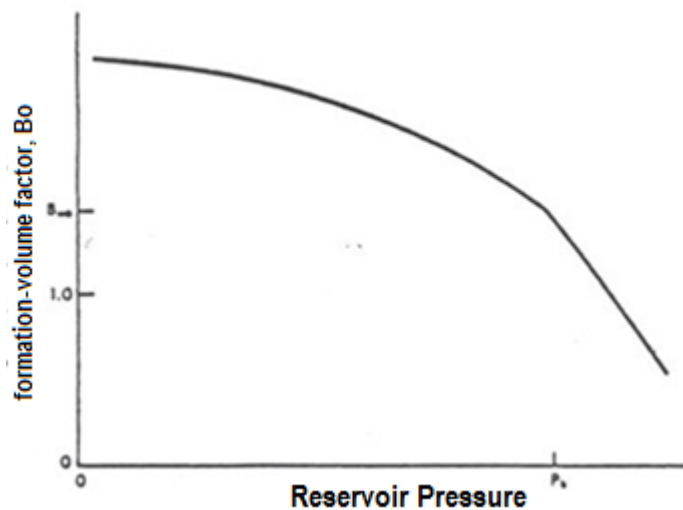


Gráfico 31. Comportamiento del Factor Volumétrico del Agua (β_w) vs Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

Factor Volumétrico Total. Se define como el volumen en barriles que ocupa un barril normal de petróleo junto con su volumen inicial de gas disuelto, este factor volumétrico de formación toma en cuenta no solo el volumen permanente de petróleo que se está quedando, sino también toma en cuenta el volumen de gas que se está separando, lo que se va a dividir es el termino completo del volumen entre el volumen inicial.

$$\beta_t = \beta_o + (R_{si} - R_s) * \beta_g$$

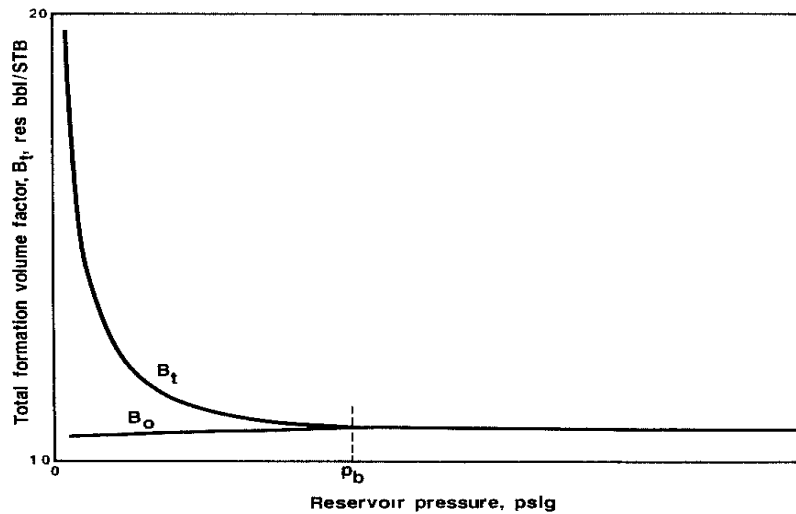


Gráfico 32. Comportamiento del Factor Volumétrico Total (β_t) vs Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

Relación de Solubilidad

Relación de Solubilidad Gas – Petróleo. La cantidad de gas disuelto en petróleo a condiciones de reservorio se denomina Relación de Solubilidad (R_s). La Relación de Solubilidad está definida como las cantidades de gas y petróleo que se tiene en superficie durante la producción

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas en superficie a condiciones estándar} \left(\frac{PCS}{STB} \right)}{\text{Volumen de petróleo a condiciones estándar}}$$

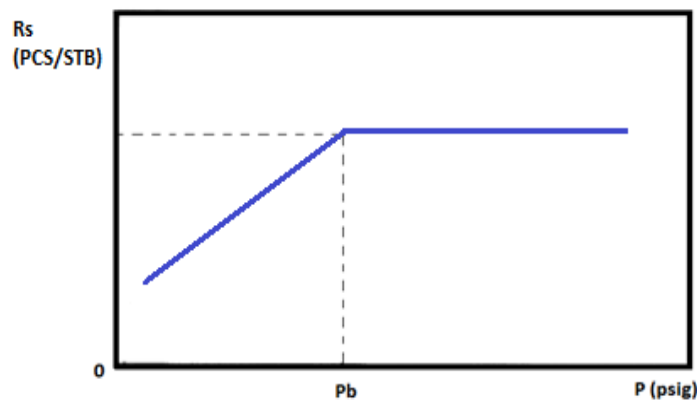


Gráfico 33. Comportamiento de la Relación de Solubilidad (R_s) vs Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

La línea es horizontal a presiones por encima de la presión de burbuja debido a que a estas presiones el gas se encuentra disuelto en el petróleo, y la mezcla del líquido con gas se produce en la cara de los pozos. Cuando la presión del reservorio se reduce por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas se separa del petróleo en el reservorio, dejando menos gas disuelto en el líquido.

Relación de Solubilidad Gas – Agua de Formación. La solubilidad del gas natural en el agua del reservorio es dependiente de la presión, temperatura y salinidad del agua, es mucho menor que la solubilidad del gas en el petróleo a las mismas condiciones de Presión y Temperatura. A Temperatura constante, aumenta con la presión, pero disminuye con el aumento de la salinidad y gravedad del gas disuelto. Dodson preparó una gráfica para obtener la solubilidad del gas natural en el agua pura y luego corregirla por el efecto de la salinidad.

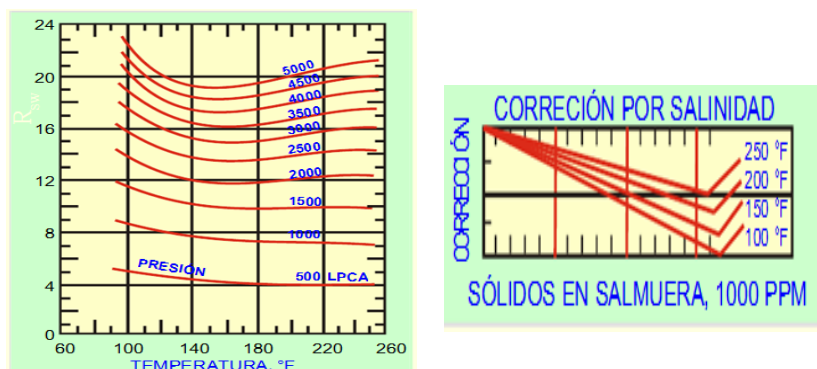


Gráfico 34. A. Solubilidad del gas natural en el agua pura. A-1. Solubilidad del Gas Natural corregida por efecto de la salinidad.

Fuente: CARRILLO, 2006

Densidad

Densidad del Petróleo. La densidad se define como la cantidad de masa de una sustancia contenida en un determinado volumen. La densidad de los crudos varía entre 0,7 kg/L y 1 kg/L, aunque esta densidad se suele expresar en grados API.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

La densidad de los crudos, por tanto, oscila entre los 10 y los 40 grados API. Cuanto menor sea el número de grados API, mayor será la densidad del crudo. La relación para determinar los grados API a partir de la densidad del crudo es:

$$API = \frac{131.5}{\gamma} - 141.5$$

En función de su densidad, los crudos se clasifican en:

Cuadro 7. Clasificación de los Crudos por su densidad API

CRUDOS POR SU DENSIDAD	
CLASIFICACIÓN	API
EXTRA-LIGEROS	>40
LIGEROS	Entre 30 y 40
MEDIO	Entre 20 y 30
PESADOS	Entre 10 y 20
EXTRA-PESADOS	< 10

Fuente: PDVSA, 2008

Modificado por: Mónica Paredes

Densidad del Gas: El comportamiento de un gas está sujeto a las Ecuaciones de Estado de los gases. La densidad de los gases es función de la Presión y Temperatura a la que se encuentra sujeto.

$$P * V = n * z * R * T$$

Cuando se trata de un solo gas se puede utilizar directamente

$$\rho = \frac{P * M}{z * R * T}$$

Densidad del Agua de Formación: La mayoría de los datos de análisis químicos de aguas, preparados por laboratorios comerciales, se presentan en forma gráfica, sin embargo existen varios métodos analíticos para determinar propiedades de las aguas de formación.

Existen correlaciones que proporcionan la densidad del agua de formación, a las condiciones estándar, como una función de los sólidos totales disueltos. La densidad a condiciones de yacimiento puede aproximarse dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar entre el factor de volumen del agua de formación.

Viscosidad

Viscosidad del petróleo. La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido a fluir debido a interacciones moleculares; ésta varía con la presión y la temperatura. Se la puede obtener por

análisis de laboratorio o bien mediante alguna correlación. La unidad de la viscosidad es el centipoise (cp). La viscosidad del aceite aumenta al disminuir la presión bajo condiciones por debajo de la presión de saturación, esto es debido a la liberación del gas en solución. Estando sobre la presión de saturación la viscosidad aumenta al aumentar la presión debido a que las moléculas se ven forzadas a estar más juntas debido a la alta presión.

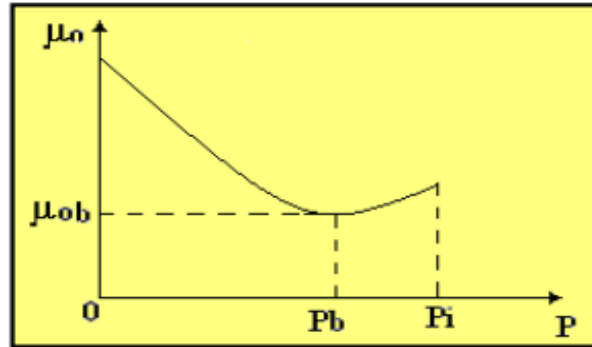


Gráfico 35. Viscosidad del petróleo - Presión.
Fuente: (CARRILLO, 2006)

Viscosidad del gas. La viscosidad del gas aumenta al aumentar la presión y disminuye conforme aumenta la temperatura.

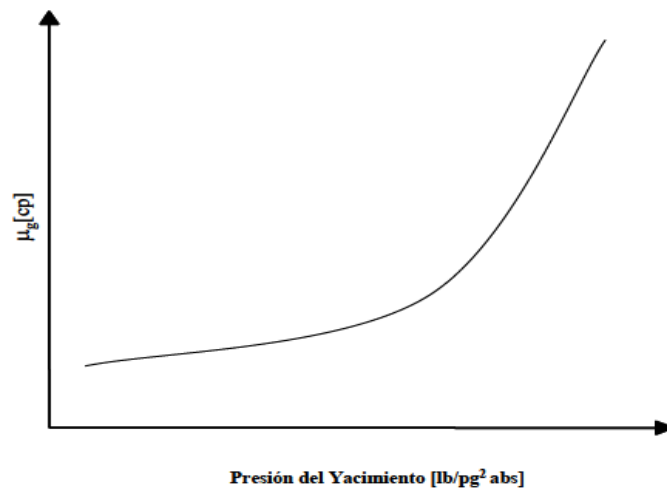


Gráfico 36. Viscosidad del gas - Presión.
Fuente: CARRILLO, 2006

Viscosidad del Agua de Formación. La viscosidad del agua se encuentra en función de la temperatura, presión y la salinidad. La viscosidad aumenta con la disminución de la temperatura y con el aumento de Presión y salinidad.

Compresibilidad

Es la propiedad por la cual los líquidos disminuyen su volumen al estar sometidos a incrementos de presión positivos. En los líquidos esta disminución es muy pequeña, es decir, los líquidos en general son poco compresibles.

Compresibilidad del crudo. Se define como el cambio de la variación del volumen en cada unidad volumétrica por cambio unitario en presión.

$$C_o = -\frac{1}{V} * \frac{dV}{dP}$$

Compresibilidad del gas. La ecuación de la compresibilidad se relaciona con la ecuación de los gases ideales, para establecer la ecuación que determina la compresibilidad de un gas ideal.

$$C_o = \left(\frac{1}{P}\right)_T (Psi^{-1}) \rightarrow \text{Compresibilidad de un gas ideal}$$

$$C_o = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} * \left(\frac{\delta Z}{\delta P}\right)_T (Psi^{-1}) \rightarrow \text{Compresibilidad de un gas real}$$

Compresibilidad del Agua de Formación. La compresibilidad del agua de formación contribuye en algunos casos a la producción de yacimientos volumétricos por encima del punto de burbuja, además, contribuye a la intrusión de agua en yacimientos de empuje hidrostático.

Se puede expresar la compresibilidad del agua en función del factor volumétrico del agua de formación:

$$C_w = \frac{1}{\beta_w} * \frac{\beta_w - \beta_{wi}}{P_i - P}$$

Compresibilidad de la Formación. La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

- Compresibilidad de los Poros (Cp)

- Compresibilidad de la Matriz (Cr)
- Compresibilidad Total de la Roca (Cb)

El cambio en el volumen total es importante en áreas donde ocurre fenómeno de subsidencia, tal como sucede en Lagunillas y Tía Juana en la costa oriental del Lago de Maracaibo.

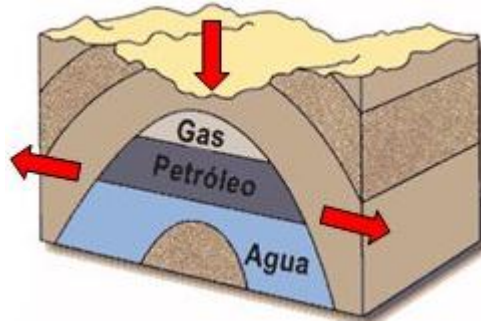


Gráfico 37. Esquema del Efecto de la Compresibilidad en la Formación
Fuente: CARRILLO, 2006

Compresibilidad Efectiva. La compresibilidad total o efectiva de un yacimiento C_e , se define como:

$$C_e = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

Análisis Especiales de Núcleos (SCALE)

Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa corresponde a la relación entre la permeabilidad efectiva a una cierta saturación (k_r) y la permeabilidad absoluta (k), constituye la fracción de la permeabilidad efectiva del fluido (petróleo, gas o agua) entre la permeabilidad absoluta. Para un fluido dado, es función directa con la saturación de ese fluido en la roca, y se expresa como:

$$k_r = \frac{k_f}{k}$$

La permeabilidad relativa del crudo decrece rápidamente con la disminución de la saturación en éste, pero la del agua permanece muy baja o nula hasta una saturación del orden del 45%. A partir de ese momento, crece muy rápidamente hasta alcanzar el valor 1 para una saturación del 100%.

En un yacimiento petrolífero con bajo contenido inicial de agua, se podrá extraer petróleo sin agua; al ir aumentando el grado de extracción, al alcanzar una saturación de agua del orden del 45 - 50 % se extraerá una mezcla de crudo y agua, en la que la proporción de agua irá aumentando progresivamente, hasta un valor de saturación del 80 - 90%, momento en que se extraerá un gran volumen de fluido, con un mínimo porcentaje de petróleo. La permeabilidad condiciona el ritmo de extracción, lo que explica la importancia de su estudio.



Gráfico 38. Curvas de Permeabilidad Relativa
Fuente: Rodríguez, 2006

Tanto la permeabilidad efectiva como la relativa requieren del conocimiento previo de la saturación de cada una de las fases, que a su vez depende de las características de mojabilidad de la roca y de su historia de saturación.

La determinación de la permeabilidad relativa es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (mojabilidad).

Mojabilidad

La Mojabilidad describe la presencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro, es decir describe adecuadamente el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales.

La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- Mojantes: Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimientos son preferencialmente mojadas por agua.
- No mojantes: Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo (θ) denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

Cuando el ángulo es menor de 90° , la roca es mojable al agua, y cuando el ángulo es mayor a 90° la roca es preferentemente mojable al petróleo.

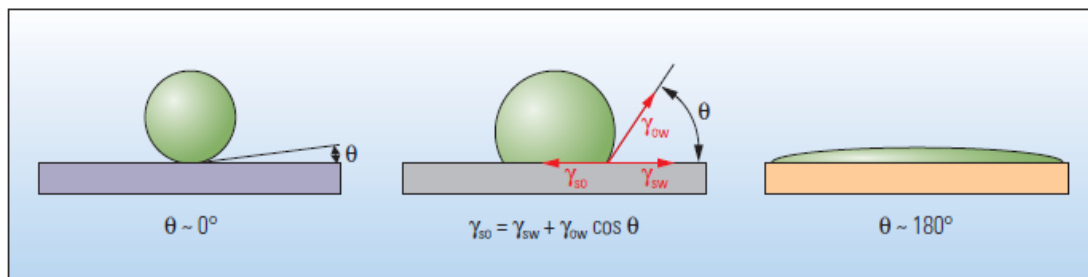


Gráfico 39. Mojabilidad: Ángulo de Contacto

Fuente: ABDALLAH, BUCKLEY, & CARNEGIE, 2007

Debido a que en el yacimiento fluyen varias fases es necesario conocer la mojabilidad para optimizar el recobro. La mayoría de los yacimientos son mojables preferentemente por agua antes de la migración del hidrocarburo, y exhiben una zona de transición donde cambia de una saturación 100% de agua en la base a una saturación de agua irreducible en el tope de la zona. Esta distribución de saturaciones está gobernada por la diferencia de presión denominada presión capilar, basada en la flotabilidad entre las fases de petróleo y agua. En un yacimiento mojable por petróleo la invasión de hidrocarburo tiene mayor facilidad por lo que la saturación de petróleo es máxima hacia la base.

Las capas de las formaciones pueden exhibir distintas mojabilidades a causa de las diferencias litológicas. Esta heterogeneidad afecta la recuperación, pues se obtiene menor volumen de petróleo a partir de capas mojables por petróleo, debido a que el petróleo se adhiere a las superficies, al contrario

de cuando se tienen capas mojables por agua, donde se tiene mayor recuperación de crudo. En la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos se tiene una mojabilidad mixta, opinan muchos expertos.

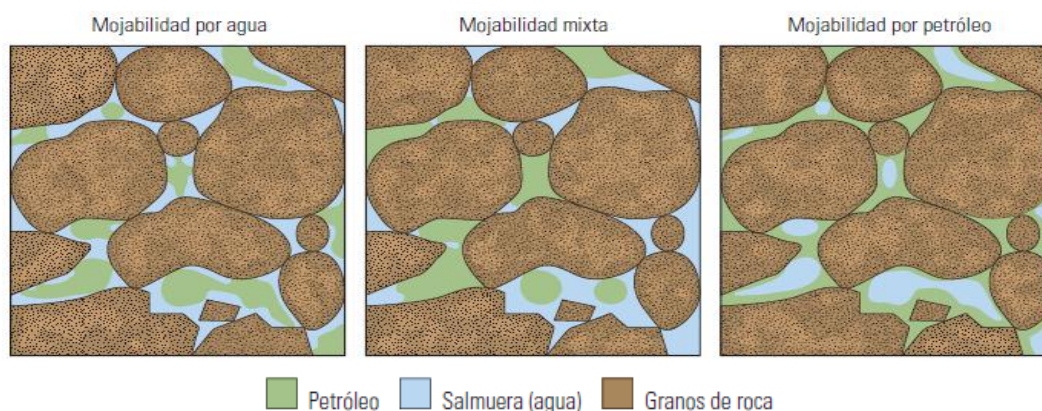


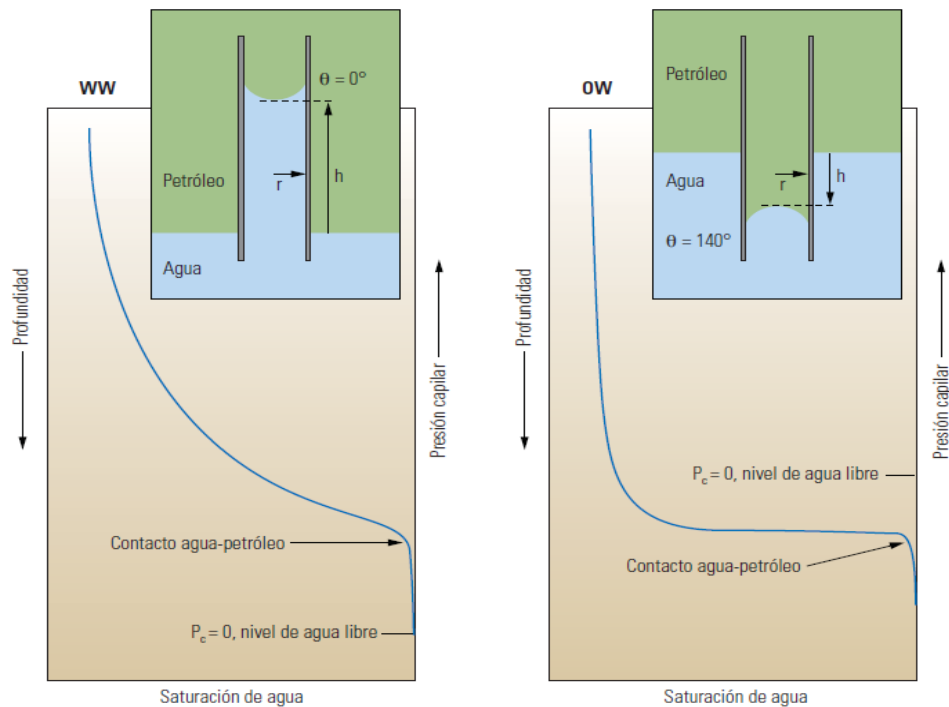
Gráfico 40. Esquema del Fluido Mojante a la roca
Fuente: ABDALLAH, BUCKLEY, & CARNEGIE, 2007

Presión Capilar

Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando se ponen en contacto en un medio poroso, es decir es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante.

En un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase, causando diferencias de presión medibles entre los dos fluidos a través de la interfase. Cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas. Si la interfase es curva la presión sobre un lado (cóncavo con respecto al fluido más denso) excede la del otro lado (convexo con respecto al fluido más denso), luego, esa diferencia es la presión capilar.

El concepto de la presión capilar como característica de una roca porosa resultó de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetro pequeño (capilares). Los poros de las rocas son análogos a los tubos capilares. En diámetros pequeños, las fuerzas inducidas por la preferencia humectable del sólido por uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase, causando diferenciales de presión entre los dos fluidos a través de la interfase.



$P_c = P_{nw} - P_w$	donde	P_c = presión capilar	h = altura de la elevación capilar
$P_c = \Delta \rho g h$		P_{nw} = presión en la fase no mojante	γ = tensión interfacial
$P_c = 2 \gamma \cos \theta / r$		P_w = presión en la fase mojante	θ = ángulo de contacto
		$\Delta \rho$ = diferencia de densidad entre las fases	r = radio de capilaridad interno
		g = aceleración de la gravedad	

Gráfico 41. Efecto de la Presión Capilar en la Saturación de Agua
Fuente: ABDALLAH, BUCKLEY, & CARNEGIE, 2007

Existe una relación inversa entre la presión capilar y la saturación de agua, dicha relación es llamada Curva de Presión Capilar, la cual se la puede medir en laboratorio.

POZOS PETROLEROS

Se denomina pozo petrolero a un hoyo perforado desde superficie hasta una determinada profundidad en subsuelo con el fin de explorar y/o extraer recursos naturales como petróleo o gas.

Con el pasar del tiempo, la tecnología para la industria petrolera se ha desarrollado a paso agigantado, de tal forma que actualmente se posee una gran variedad de herramientas y maquinaria que permiten

perforar pozos muy complejos los cuales permiten incrementar el recobro de hidrocarburos de los yacimientos petrolíferos.

Tipos de Pozos Petroleros

Existen varios tipos de pozos, los cuales se pueden perforar dependiendo del grado de complejidad de las formaciones a atravesar, las facilidades de superficie y los recursos económicos con los que se cuenta.

Existen ciertos factores que se deben tomar en cuenta en la perforación de un pozo, Los cuales son:

Factores Mecánicos.

- Características de la Sarta de Perforación (BHA).
- Tipo de broca.
- Velocidad de rotación de la sarta de perforación.
- Peso sobre la barrena.
- Tipo de fluido de perforación.

Factores Geológicos.

- Tipo de litología que se va a atravesar.
- Características de las rocas, tales como su dureza.
- Buzamiento de las formaciones con respecto a la superficie.
- Fallas.

Existen pozos verticales, direccionales y horizontales; además los pozos multilaterales que son una combinación de los anteriormente nombrados.

Pozos Verticales

Como su nombre lo dice, son aquellos pozos que se mantienen verticales desde la superficie hasta el objetivo en subsuelo, sin embargo mantener la verticalidad durante la perforación no es fácil. Mientras más profundo se encuentren los yacimientos, se requiere de mayor control en la trayectoria de la broca durante la perforación.

En la práctica, no existe un pozo completamente vertical; por lo que se tolera un cierto grado de desviación. Para evitar grandes desviaciones de la vertical es esencial la planificación previa y la utilización de datos disponibles, con el fin de llegar al objetivo al menor costo posible.

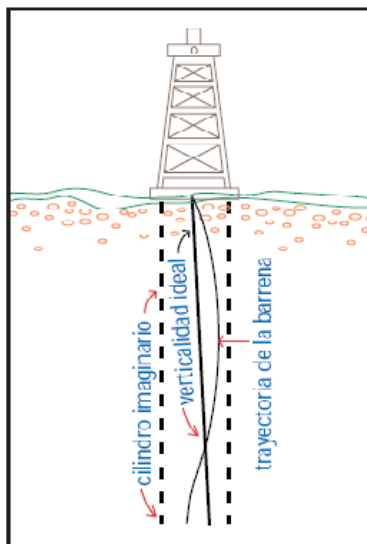


Gráfico 42. Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación.
Fuente: BARBERII, 2010

Pozos Direccionales

La perforación direccional está definida como una operación previamente planificada, para perforar un pozo hasta llegar al objetivo subterráneo ubicado a cierta distancia lateral con respecto a la vertical.

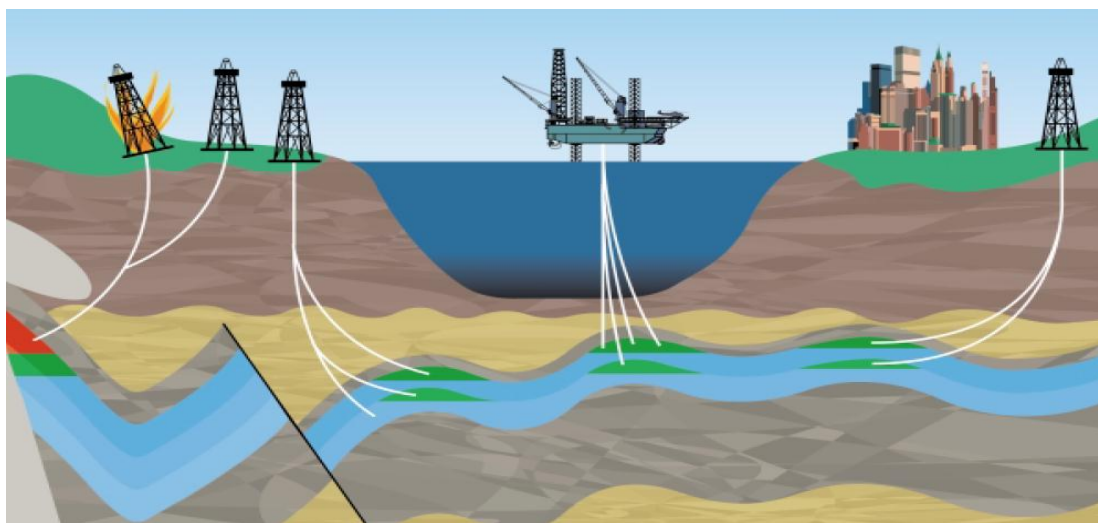


Gráfico 43. Diagrama de los beneficios de Pozos Direccionales.
Fuente: DOWSTON, KLAUSEN, HENDRICKS, & PAFITIS, 2000

Se conocen dos tipos de pozos direccionales que son:

- **Pozos Direccionales Tipo S:** se establece un ángulo de desviación cerca de la superficie, después de haberse establecido el ángulo se logra una distancia horizontal o lateral con respecto a la vertical; entonces se hace volver al pozo a la vertical, hasta llegar a la profundidad deseada.
- **Pozos Direccionales Tipo J:** existen dos tipos de pozo Tipo J; el primero es aquel que el ángulo se logra a una profundidad somera y luego se realiza una tangente al ángulo hasta llegar al objetivo. El segundo tipo, es aquel que el ángulo de desviación se lo logra cerca del objetivo, y al igual que el tipo I, se logra una tangente hasta llegar al objetivo.

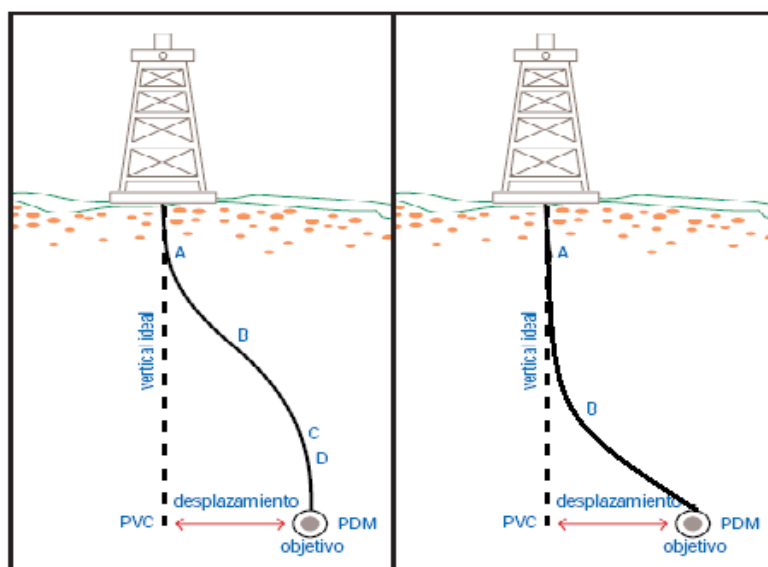


Gráfico 44. B. Diagrama del Pozo Direccional tipo S. B-1. Diagrama del Pozo Direccional tipo J.
Fuente: BARBERII, 2010

Este tipo de pozos son muy útiles en las siguientes situaciones:

- Cuando se tiene un pozo vertical cuya parte inferior se tiene que abandonar porque resulta insalvable mecánica y económicamente, se puede aprovechar la parte superior del pozo y realizar una perforación direccional con el fin de llegar al objetivo.
- En perforaciones Costa afuera, se pueden perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma o isla artificial con el fin de disminuir costos.

- Cuando se desea explorar y explotar de domos salinos. Los domos salinos han sido llevados a la máxima producción mediante programas de perforación direccional meticulosamente planificada y ejecutada.
- Cuando exista un reventón de pozo, se puede utilizar un pozo direccional de alivio con el fin de reducir la presión del yacimiento controladamente.
- Cuando los yacimientos se encuentran justo por debajo de zonas pobladas o áreas naturales protegidas, se utilizan los pozos direccionales para llegar al objetivo con el mínimo impacto ambiental.

Entre otras situaciones donde un pozo direccional puede ser la mejor opción de perforar con el fin de incrementar la producción de crudo.

Ventajas

- Incrementan el espesor efectivo de contacto entre el pozo y la formación productora.
- Fáciles de perforar, con un plan previo y planificado.

Desventajas

- Son más costosos de perforar con respecto a un vertical.
- Son más propensos a formarse patas de perro en la perforación.

Pozos Horizontales

Como su nombre lo dice, son aquellos que empiezan con una sección vertical; luego se perfora una sección desviada, es decir con ángulo determinado en el diseño; y terminan con un ángulo de 90°, es decir con una sección horizontal de determinada longitud, que depende del ángulo de desviación que se utilizó en la segunda sección.

Existen cuatro tipos de pozos horizontales, que son:

- Pozos Horizontales de Radio Largo
- Pozos Horizontales de Radio Medio
- Pozos Horizontales de Radio Corto

- Pozos Horizontales de Radio Ultra Corto

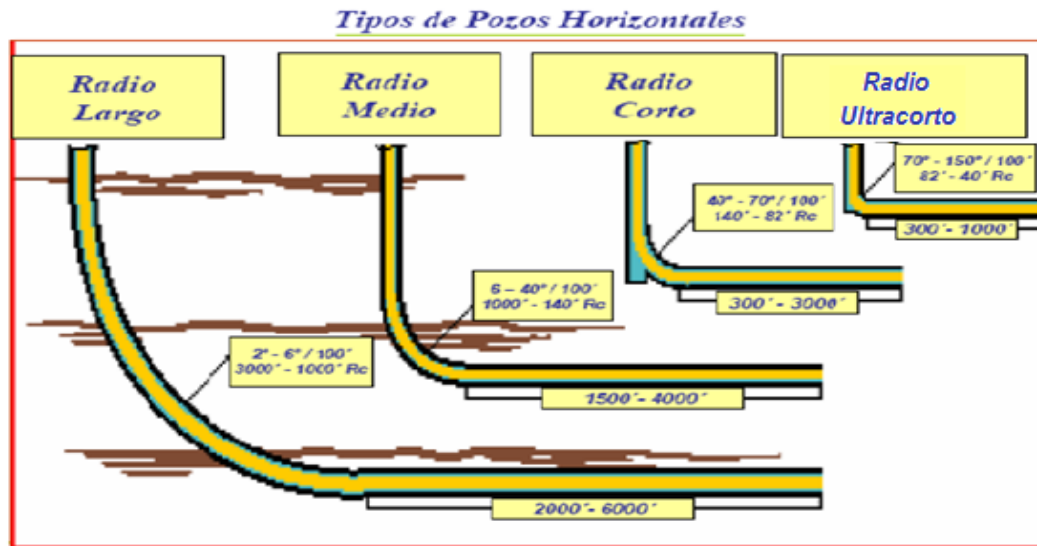


Gráfico 45. Diagrama de los Tipos de Pozos Direccionales.

Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010

Los pozos horizontales son muy utilizados en las siguientes situaciones:

- Problemas frecuentes en yacimientos: cuando se tiene un alto corte de agua, por causas de Digitación o Conificación en los yacimientos, los pozos horizontales pueden ser la solución a dicho problema. Este tipo de pozos pueden penetrar directamente la formación, reduciendo el corte de agua notablemente.

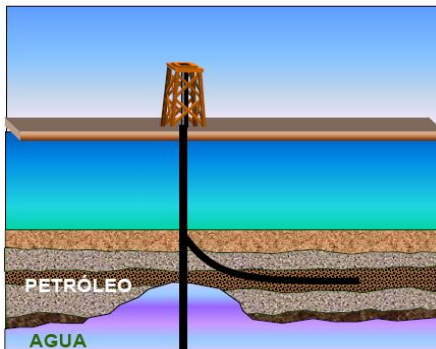


Gráfico 46. Diagrama de un pozo horizontal evadiendo la Conificación.

Fuente: ELLIS, ERKAL, & GORDON, 2010

- Yacimientos Naturalmente Fracturados: cuando se tienen este tipo de yacimientos un pozo horizontal puede atravesar la mayoría de las principales fracturas, lo cual permite incrementar el factor de recobro.

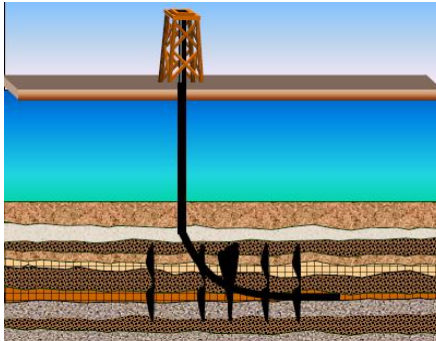


Gráfico 47. Diagrama de un pozo horizontal atravesando varias fracturas.
Fuente: ELLIS, ERKAL, & GORDON, 2010

- Áreas altamente pobladas o Áreas Naturales Protegidas: este tipo de zonas son un serio problema para la industria, por lo que la perforación de pozos horizontales resultan ser la mejor alternativa para drenar yacimientos que se encuentren justo por debajo de estas zonas.



Gráfico 48. Diagrama de un pozo horizontal como la mejor opción debido a facilidades de superficie.
Fuente: ELLIS, ERKAL, & GORDON, 2010

- Recuperación de Crudos Pesados: para drenar yacimientos con crudo pesado, se requiere aplicar técnicas no convencionales como el Drenaje por gravedad asistido con vapor que consiste en perforar dos pozos horizontales paralelos, uno inyector de vapor y el segundo productor.

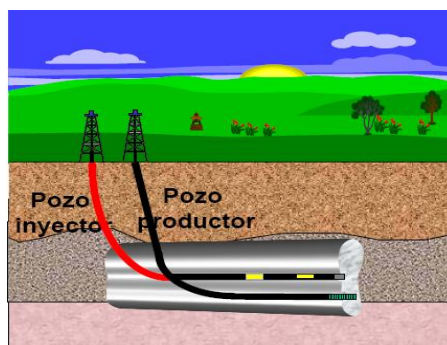


Gráfico 49. Diagrama de un pozo horizontal en la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada
Fuente: ELLIS, ERKAL, & GORDON, 2010

Ventajas

- Tiene mayor área de contacto con el yacimiento.
- Para igual caudal de producción ocasiona menor caída de presión.
- El volumen de drenaje inducido por el pozo o sección horizontal es de tal configuración geométrica que los fluidos del yacimiento transitan menor distancia para llegar al pozo.

Desventajas

- Mayor costo de perforación con relación a un pozo direccional y vertical.
- Muchos problemas de patas de perro y ojos de llave en la perforación de estos pozos.
- Mayores pérdidas de presión debido a la fricción en la sección horizontal.
- Límites en la longitud de la sección horizontal debido a las pérdidas de presión por fricción.

Como en todo pozo petrolero, la trayectoria en la perforación de un pozo es difícil de mantener, y en los pozos horizontales es muy difícil conseguir una longitud exactamente horizontal, cuando se llega a obtener 85° de ángulo en la sección horizontal es un buen logro.

Actualmente, con la nueva tecnología y por las dificultades que presentan los yacimientos, se ha optado por seguir la trayectoria de los yacimientos, lo que produce que se consigan altos ángulos, es decir ondulaciones en la tubería de revestimiento. Las ondulaciones en la longitud horizontal dificultan el flujo de crudo, ya que en las crestas de las ondulaciones se acumula el gas, y en el fondo de las mismas se acumula el agua, mermando el diámetro para el flujo de fluidos. Para evitar estos problemas es recomendable conseguir una longitud horizontal con un máximo de 1,25° de ángulo en una desviación.

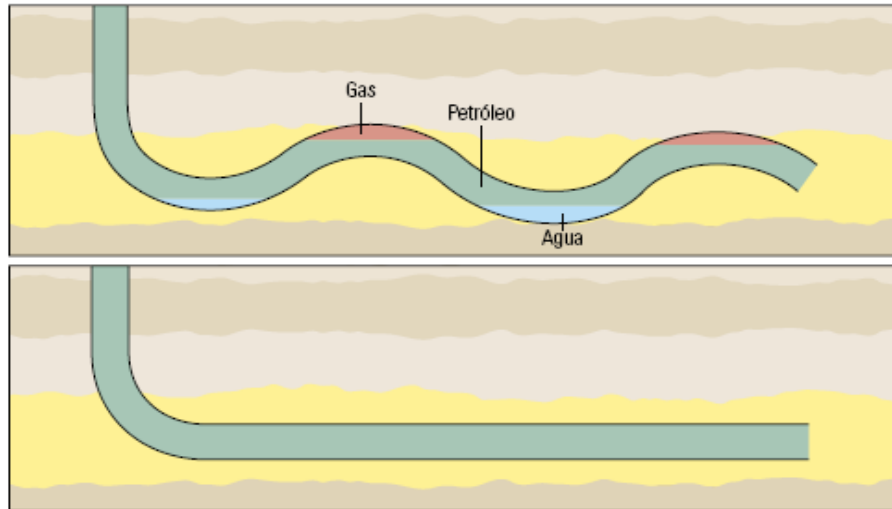


Gráfico 50. C. Pozo horizontal con ondulaciones. C-1. Pozo horizontal con la sección horizontal totalmente.

Fuente: DOWSTON, KLAUSEN, HENDRICKS, & PAFITIS, 2000

El conseguir una longitud totalmente horizontal en la perforación, tampoco garantiza que no se tendrá problemas; pues cuando los fluidos están dentro del tubing, el agua tiende a fluir por el inferior de la tubería, el crudo por la mitad y el gas por la parte superior, por la diferencia de densidades entre los fluidos, el problema radica en que el agua y el gas tienden a fluir a mayor velocidad que el crudo, dando lugar al flujo tipo ondulado.

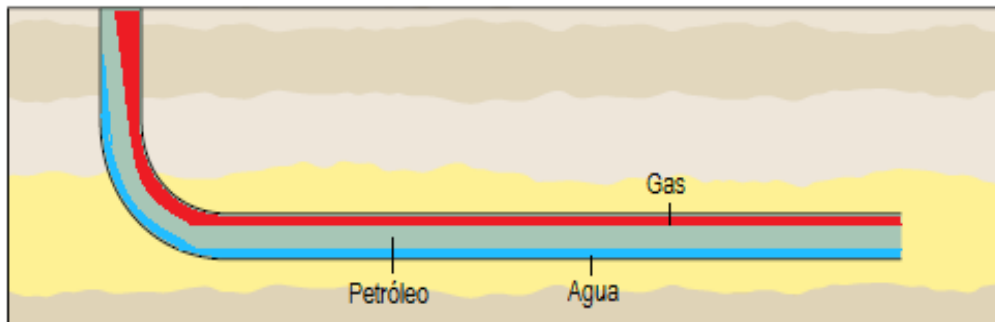


Gráfico 51. Tipos de flujo en los pozos horizontales.

Fuente: DOWSTON, KLAUSEN, HENDRICKS, & PAFITIS, 2000

Modificado: Mónica Paredes

Otro de los principales problemas que se tienen en el tramo lateral de un pozo horizontal son las caídas de presión debido a la fricción entre los fluidos y la superficie de la tubería del tramo horizontal, a la aceleración y al desplazamiento entre fases. A continuación se describen cada una de las razones de las caídas de presión por el flujo de fluidos en tuberías:

- **Caídas de presión Hidrostáticas:** se deben al peso del fluido, y siempre se deben incluir en los cálculos de caídas de presión.
- **Caídas de presión por Deslizamiento entre fases:** los fluidos que fluyen a través de tuberías se desplazan a diferentes velocidades inclusive en direcciones opuestas debido a la viscosidad que cada uno posee, cuando se toman en cuenta estas pérdidas de energía se tiene una mejor representación del flujo de fluidos en tuberías.
- **Caídas de presión por Fricción:** se deben a la fricción entre los fluidos y la tubería de producción. Para calcular las caídas de presión por fricción se toma en cuenta el tipo de flujo que se tiene, es decir si es laminar o turbulento, que se determina mediante el Número de Reynolds y la rugosidad de la tubería. Existen varias correlaciones para calcular estas pérdidas de presión.
- **Caídas de presión por Aceleración:** como su nombre lo dice se deben a la aceleración de los fluidos.

Pozos Multilaterales

Un pozo multilateral se define como aquel pozo principal vertical o desviado, que posee una o más ramas laterales perforadas a cualquier profundidad, dirección o inclinación.

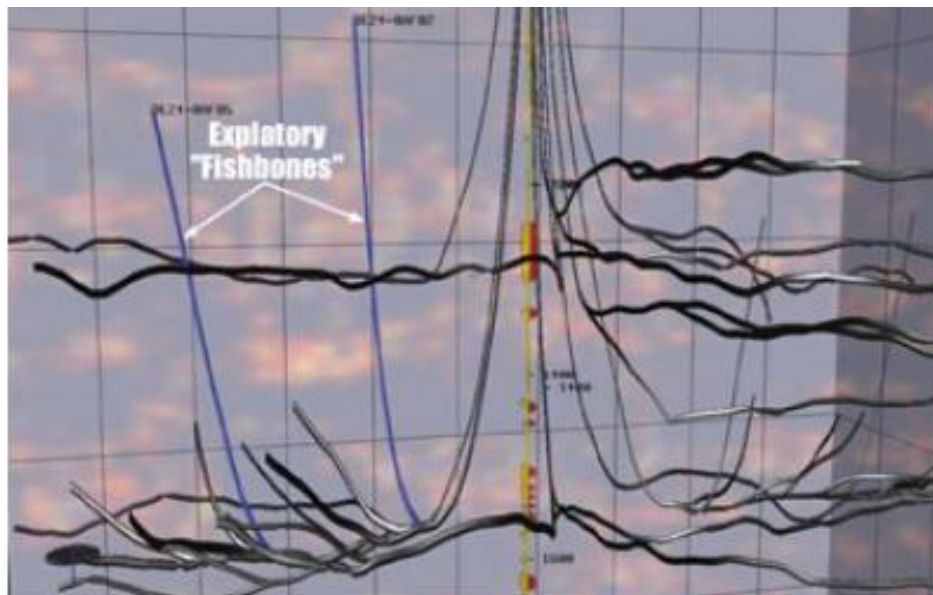


Gráfico 52. Diagrama de pozos multilaterales
Fuente: Consulting, 2006

Este tipo de pozos son muy complejos de perforar, sin embargo con la tecnología actual, se pueden lograr excelentes resultados.

Los pozos de drenaje múltiples que emergen de un pozo principal ayudan a maximizar el contacto con el yacimiento. Además de proporcionar un área de drenaje más extensa que la provista por un pozo individual, estas terminaciones de pozos multilaterales pueden reducir el riesgo global de perforación y el costo total. Para satisfacer los objetivos específicos de desarrollo de campos de petróleo y de gas en las exigentes condiciones actuales, los operadores requieren conexiones (juntas, uniones, junturas) confiables entre la tubería de revestimiento primaria del pozo principal y las tuberías de revestimiento de las ramificaciones laterales. FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

El principal objetivo de la perforación de multilaterales es la reducción de costos en el desarrollo de campos maduros o en áreas ambientalmente sensibles a través de la sustitución de muchos pozos (verticales y/o desviados) por unos pocos multilaterales.

Geometría de un pozo multilateral.

Un pozo multilateral tiene tres principales partes que son:

- Un pozo principal; sea vertical, direccional u horizontal.
- Una junta multilateral, es decir la conexión entre la tubería de revestimiento del pozo principal y las ramas laterales.
- Una rama o agujero lateral, es decir las ramas o brazos laterales que salen desde el pozo principal.

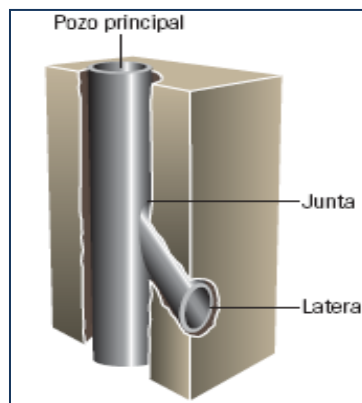


Gráfico 53. Geometría de un pozo multilateral.

Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010

Clasificación de los pozos multilaterales.

Existen tres principales tipos de pozos multilaterales, su clasificación se debe al numero de ramas o brazos, o a la forma que el pozo multilateral toma:

- Ramas laterales en un mismo plano horizontal: es decir a la misma profundidad vertical.
- Ramas laterales en un mismo plano vertical: es decir a la misma dirección los brazos laterales pero a diferente profundidad.
- Combinación de las dos anteriores.

La clasificación de los pozos multilaterales se muestra en el Cuadro 8.

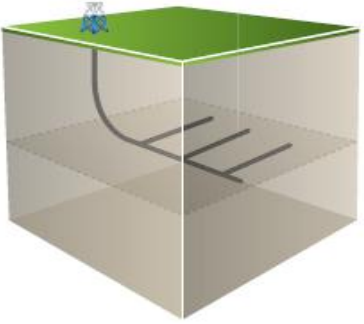
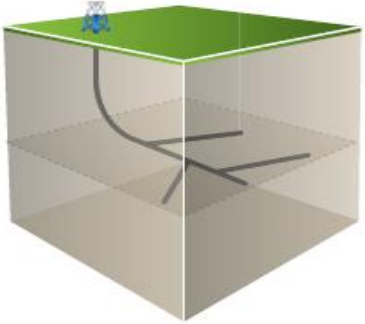
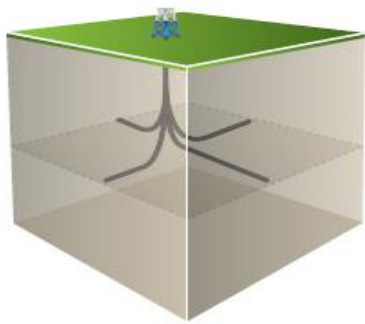
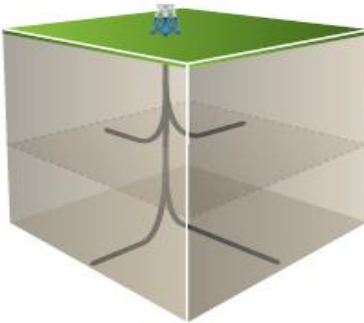
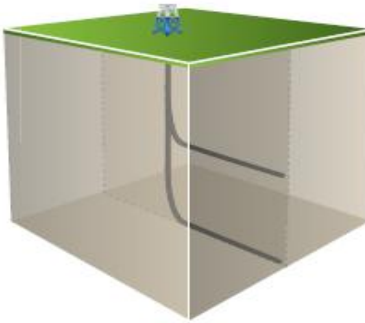
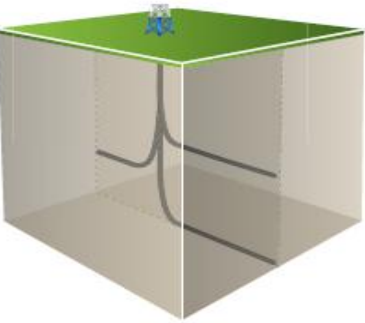
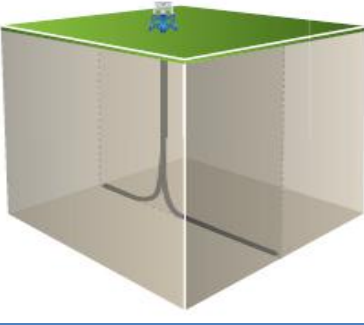
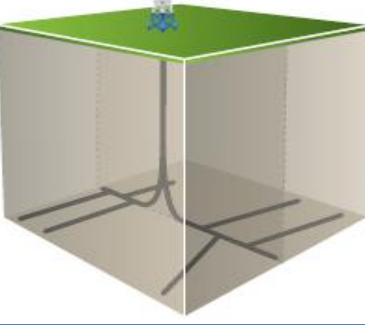
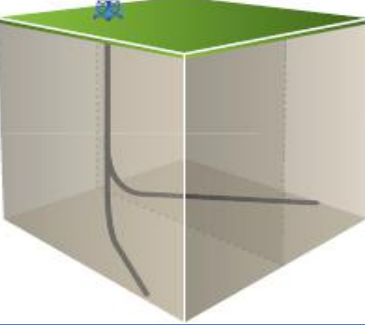
Ventajas

- Máxima producción de hidrocarburos, al drenar varias arenas al mismo tiempo.
- Mayor área de contacto con las formaciones productoras.
- Adecuados para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo como fracturas, formaciones laminadas y yacimientos estratificados.
- Reducen las caídas de presión por fricción ya que el flujo se dispersa a través de dos o más ramificaciones más cortas.
- Los costos totales son menores en comparación de si se perforara dos o más pozos por separado, debido a que se necesitan menor número de cabezales, tubería, plataformas en off shore.
- Menor riesgo en la perforación de la sección somera del subsuelo, debido al menor número de pozos perforados desde la superficie.

Desventajas

- Falta de integridad mecánica en la unión de los ramales con el pozo principal.
- Limitaciones para posteriores trabajos y producción selectiva.
- Inversión inicial es muy alta, debido a los costos adicionales en equipos.
- Las conexiones laterales constituyen los elementos críticos, ya que son los más propensos a fallar debido a las presiones y temperatura de los yacimientos.
- Mayores riesgos al efectuar tareas correctivas u operaciones en los yacimientos.

Cuadro 8. Tipos de Pozos Multilaterales

		
LATERAL CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO	LATERAL CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO OPUESTO	CUADRILATERAL PLANAR
		
CUADRILATERAL PLANAR APILADO	LATERAL DOBLE APILADO	TRIPLE LATERAL OPUESTO
		
LATERAL DOBLE PLANAR OPUESTO	LATERAL PLANAR DOBLE OPUESTO CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO	LATERAL DOBLE PLANAR

Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010
Modificado por: Mónica Paredes

Aplicaciones en los diferentes tipos de yacimientos

Las configuraciones de los pozos multilaterales varían según las dificultades que presenten los yacimientos.

La terminación de los tramos laterales se realiza a agujero descubierto o con tuberías de revestimiento desprendidas (tuberías de revestimiento que no están conectadas al pozo principal) cementadas o sin cementar. Otros tipos de terminación utilizan arreglos mecánicos para lograr una adecuada conexión, integridad hidráulica y acceso selectivo en las conexiones entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento del tramo principal.

En el Gráfico 54, se puede observar claramente las principales aplicaciones de los pozos multilaterales.

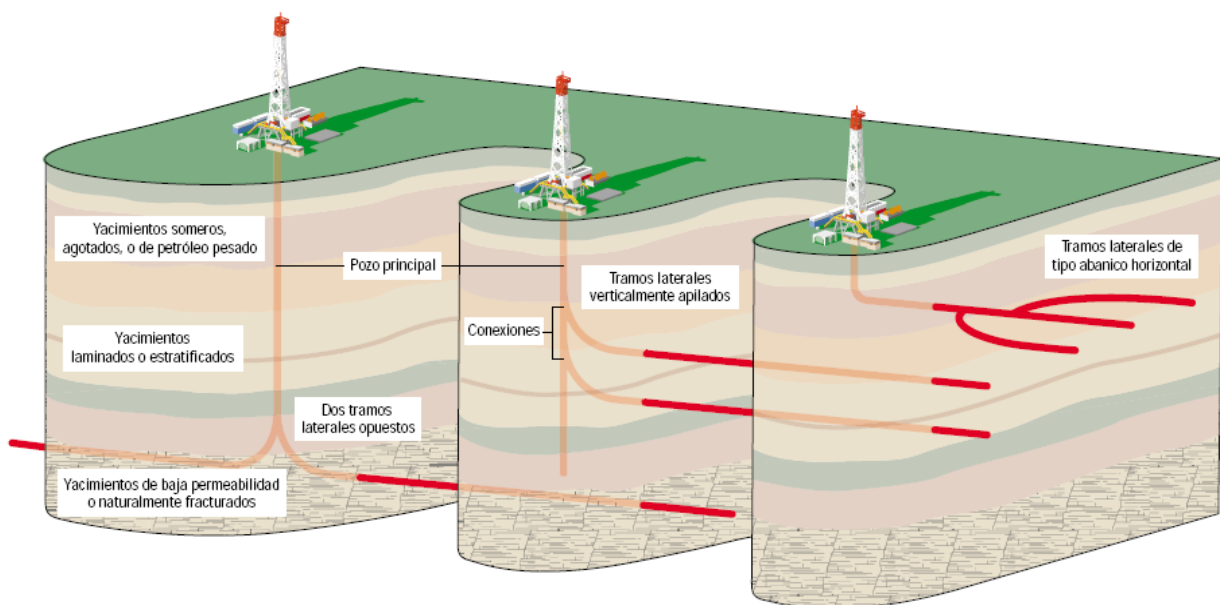


Gráfico 54. Esquema de las aplicaciones de los pozos multilaterales.

Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

- **Yacimientos de Petróleo pesado:** Los tramos laterales maximizan la producción de petróleo pesado, ya que las ramas laterales cubren un área mayor del yacimiento; obviamente también depende de la eficiencia de la inyección de vapor.

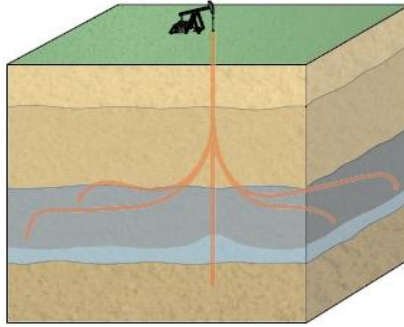


Gráfico 55. Pozos multilaterales en yacimientos de petróleo pesado.
Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 – 2003

- **Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados:** los tramos laterales pueden intersectar con mayor facilidad fracturas naturales cuya orientación se desconoce, o intersectar fracturas muy pequeñas. Además, los tramos laterales pueden atravesar zonas de muy baja permeabilidad, y permitirán maximizar la producción de estas zonas debido a la mayor área de contacto con el reservorio.

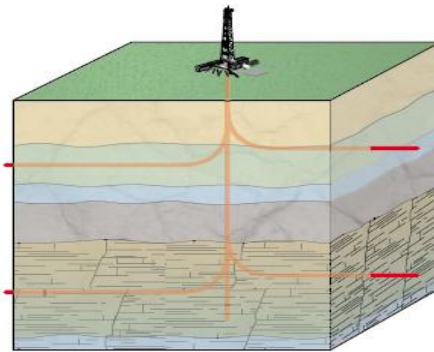


Gráfico 56. Pozos multilaterales en yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados.
Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

- **Yacimientos remotos:** los pozos multilaterales constituyen la mejor alternativa económica y eficaz para producir de campos remotos y de yacimientos pequeños.

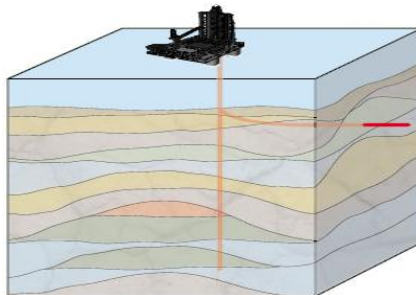


Gráfico 57. Pozos multilaterales en yacimientos remotos.
Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

- **Yacimientos estratificados o laminados:** Los tramos laterales de los pozos horizontales pueden drenar con mayor facilidad láminas delgadas saturadas con hidrocarburos, ya que cubren un área mayor para una sola lámina y además pueden llegar a todos los estratos si se quisiera con diferentes ramas laterales.

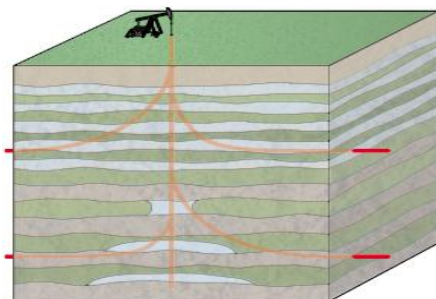


Gráfico 58. Pozos multilaterales en yacimientos estratificados o laminados.

Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

- **Yacimientos con compartimentos geológicos aislados:** cada compartimento geológico posee sus propias reservas, y un pozo para cada compartimento no puede ser justificado económicamente; un pozo multilateral que permita llegar a cada uno de los compartimentos con sus ramales los puede drenar eficazmente; así un pozo multilateral es la mejor opción.

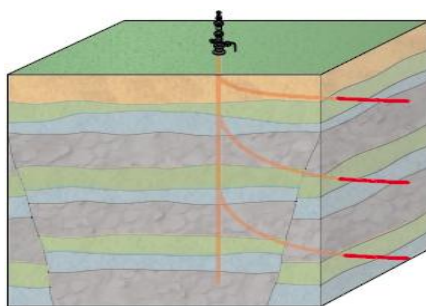


Gráfico 59. Pozos multilaterales en yacimientos compartimentos geológicos aislados.

Fuente: FRAIJA, OHMER, & PULICK, 2002 - 2003

Clasificación de las Conexiones entre el pozo principal y los ramales.

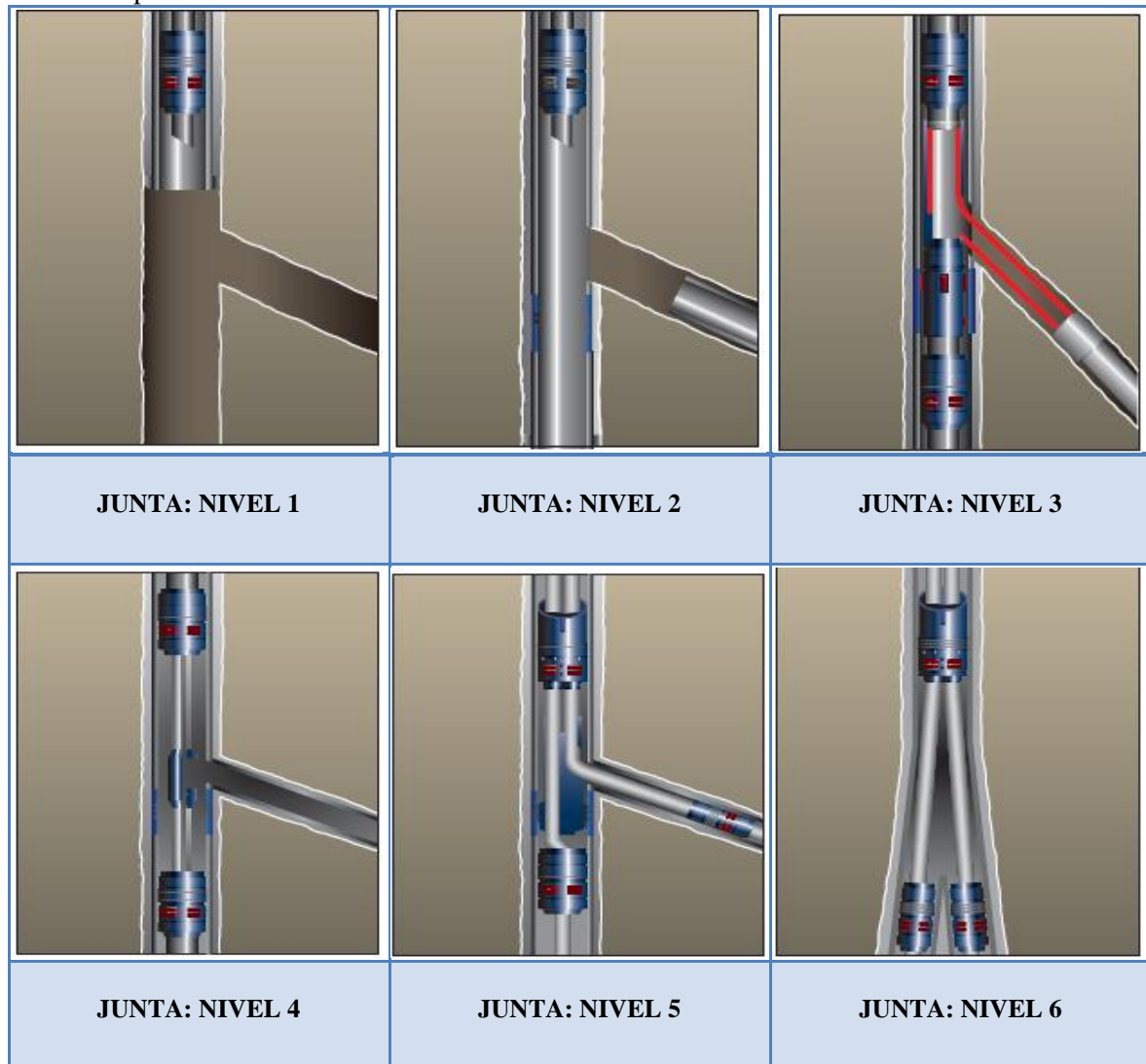
Las conexiones entre el pozo principal y las ramas que salen del pozo principal, constituyen el componente más débil de los pozos multilaterales. Las conexiones deben tener un buen grado de integridad mecánica e hidráulica para garantizar su eficaz funcionamiento.

Las conexiones son clasificadas en 6 niveles dependiendo el grado de complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico; según la Organización Technology Advancement Multilateral (TAML) fundada en 1999 en Aberdeen, Escocia por un grupo de operadores internacionales y compañías de servicios petroleros.

- **Junta de Nivel 1:** este tipo de conexión se utiliza en formaciones consolidadas debido a que el pozo principal y la sección lateral no va revestida, es decir son a hueco abierto, por lo que se tiene acceso limitado, y por ende el control de la producción también es limitada.
- **Junta de Nivel 2:** el pozo principal es revestido y cementado, mientras que la sección lateral es descubierta o con tubería de revestimiento desprendida sin soporte en la junta; se usa en formaciones consolidadas. Se tiene acceso completo al hoyo principal, y se tiene potencial para re-entrar al brazo lateral.
- **Junta de Nivel 3:** Pozo principal revestido y cementado con tramo lateral revestido pero sin cementar. La sección lateral está conectada mecánicamente al pozo principal, sin integridad hidráulica en la junta. Se tiene completo acceso al pozo principal y al tramo lateral. Se usa en formaciones consolidadas.
- **Junta de Nivel 4:** el pozo principal y el tramo lateral son revestidos y cementados. La tubería del tramo lateral se encuentra conectada mecánicamente al pozo principal, pero sin integridad hidráulica. Se tiene completo acceso para re-entrar al pozo principal y al brazo lateral. Se pueden utilizar en formaciones consolidadas y no consolidadas.
- **Junta de Nivel 5:** el pozo principal es revestido y cementado, el tramo lateral es revestido y puede estar cementado o sin cementar. La junta posee integridad hidráulica y mecánica provista por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares). Se tiene completo acceso para el pozo principal y la rama lateral. Se puede utilizar en formaciones consolidadas y no consolidadas.
- **Junta de Nivel 6:** el pozo principal es revestido y cementado, el tramo lateral es revestido y puede estar cementado o sin cementar. La junta posee integridad hidráulica

y mecánica provista por la tubería de revestimiento primaria, sin componentes de terminación adicionales dentro del pozo principal. Se tiene completo acceso para el pozo principal y la rama lateral. Se puede utilizar en formaciones consolidadas y no consolidadas.

Cuadro 9. Tipos de Conexiones en los Pozos Multilaterales



Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010
Modificado por: Mónica Paredes

COMPLETACIONES DE POZOS

La completación de Pozos envuelve un conjunto de procesos que se extiende mucho más allá que la instalación de tubería y equipos en un pozo.

Completación es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.

Los diferentes procesos que se llevan a cabo en una Completación son:

- Instalar y cementar el casing de producción o liner
- Correr registros de pozos
- Cañonear los intervalos productores
- Realizar pruebas de producción
- Selección e instalación del cabezal de pozo

Las completaciones de pozos deben ser seguras, confiables y económicas.

Se debe tener en cuenta todas las características y propiedades de los yacimientos y las formaciones atravesadas durante la perforación, para la elección adecuada de la tubería, herramientas y equipos para la completación de un pozo.

Tipos de Completaciones

Existen muchas maneras de clasificar las completaciones. Entre las clasificaciones más comunes se tiene por:

- El Método de Producción
- La Estructura del hoyo
- El número de Zonas productoras

Según el Método de Producción

Los métodos de producción que se tienen son Flujo natural y Levantamiento artificial.

Completaciones para Flujo Natural. Un pozo puede producir por Flujo Natural cuando la energía del reservorio es suficiente para levantar el crudo hasta la superficie. Para este tipo de levantamiento las completaciones necesarias son muy económicas y sencillas.

Completaciones para Levantamiento Artificial. Cuando un reservorio ya no tiene la suficiente energía para levantar los fluidos hasta la superficie, se recurre al levantamiento artificial. El objetivo de los diferentes métodos de levantamiento artificial es uno solo, llevar a los fluidos a la superficie.

En cada método se aplican diferentes leyes físicas, tecnología y herramientas que permiten la óptima recuperación de hidrocarburos.

Los métodos artificiales que se tienen son:

- **Bombeo Mecánico:** el bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua de fluido desde el nivel del líquido hasta la superficie. Un balancín imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. BARBERII, 2010.

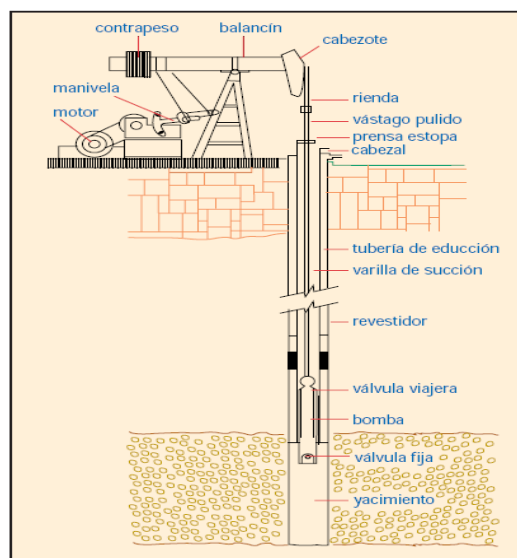


Gráfico 60. Diagrama del equipo de Levantamiento Mecánico.

Fuente: BARBERII, 2010

- **Bombeo Hidráulico:** estos sistemas transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería, mientras que el fluido se produce por el anular. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es inyectado por una bomba de subsuelo que convierte la energía de dicho fluido a energía potencial en el fluido

producido. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

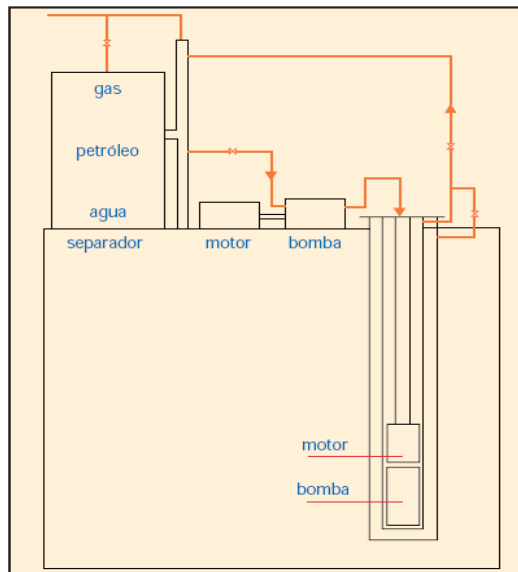


Gráfico 61. Diagrama del equipo de Levantamiento Hidráulico.
Fuente: BARBERII, 2010

- **Gas Lift:** Opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente.

El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente).

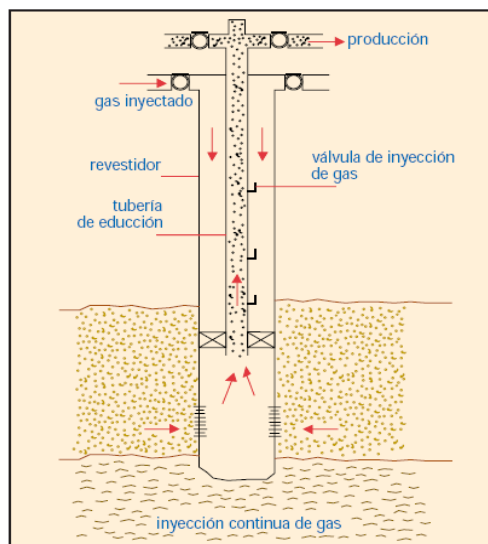


Gráfico 62. Diagrama del equipo de Levantamiento Gas Lift.
Fuente: BARBERII, 2010

- **Bombeo Electro sumergible (BES):** El sistema de Bombeo Electro sumergible (BES) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electro sumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electro sumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.⁶

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

⁶. <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-bombeo-mecanico>

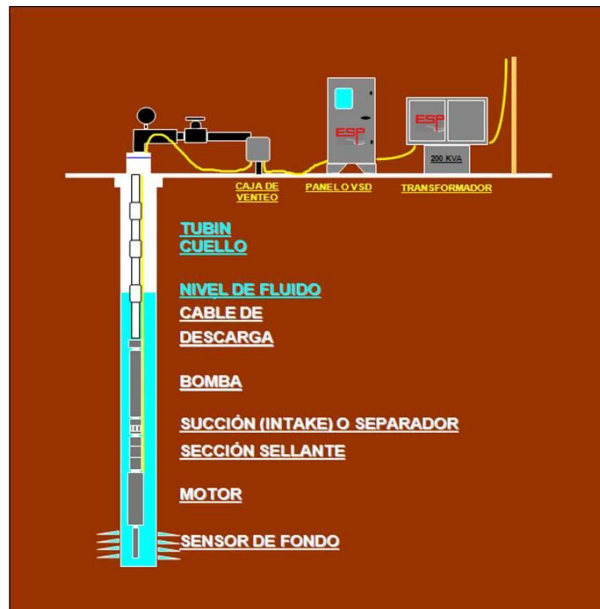


Gráfico 63. Diagrama del equipo de Levantamiento por Bombeo Electro sumergible
Fuente: VARGAS, 2009

Por la Estructura del hoyo

Se tiene:

A Hueco abierto. Se las aplica en zonas donde la formación está altamente compactada, y el intervalo de completación o producción es normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

En pozos con este tipo de completaciones no hay manera de producir selectivamente o de aislar intervalos dentro de la sección a hueco abierto.

El casing o liner de producción se baja y cementa solamente en el tope, dejando las paredes del hoyo abiertas (sin cemento).

El uso de completaciones a hueco abierto se limita principalmente a ciertos tipos de pozos horizontales y a pozos donde los daños de formación en los yacimientos por los fluidos de perforación son severos.

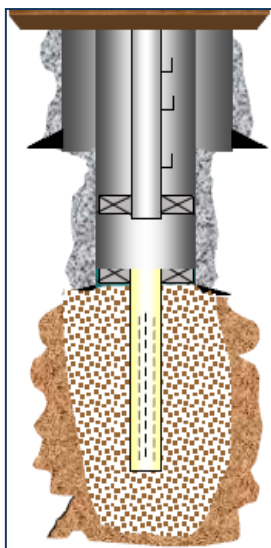


Gráfico 64. Diagrama de completaciones a hueco abierto
Fuente: ARRIETA, 2012

A Hueco Entubado. Es el tipo de completación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000 a 8000 pies), como en pozos profundos (10000 pies o más).

Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Permiten tener un buen control de la producción de los fluidos, ya que al cañonear selectivamente los intervalos en el o los yacimientos se pueden evitar las zonas de agua.

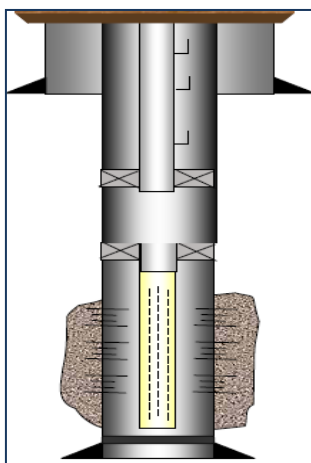


Gráfico 65. Diagrama de completaciones a hueco entubado.
Fuente: ARRIETA, 2012

Según el número de Zonas productoras

Actualmente, un solo pozo es capaz de producir de varios yacimientos, si tiene la completación adecuada y óptima para dicho proceso. En el país, se exige a las empresas presentar la producción de cada arena, por lo que si un pozo produce de dos o más arenas es necesario utilizar completaciones que permitan medir la producción por separado de los yacimientos.

Por lo que se tienen las siguientes completaciones según el número de zonas productoras:

Completación Sencilla Convencional. Esta tipo de completación se realiza para la producción un solo yacimiento, a través de la tubería de producción.

Se puede producir de toda la arena o de un determinado espesor, y mediante cualquier tipo de levantamiento.

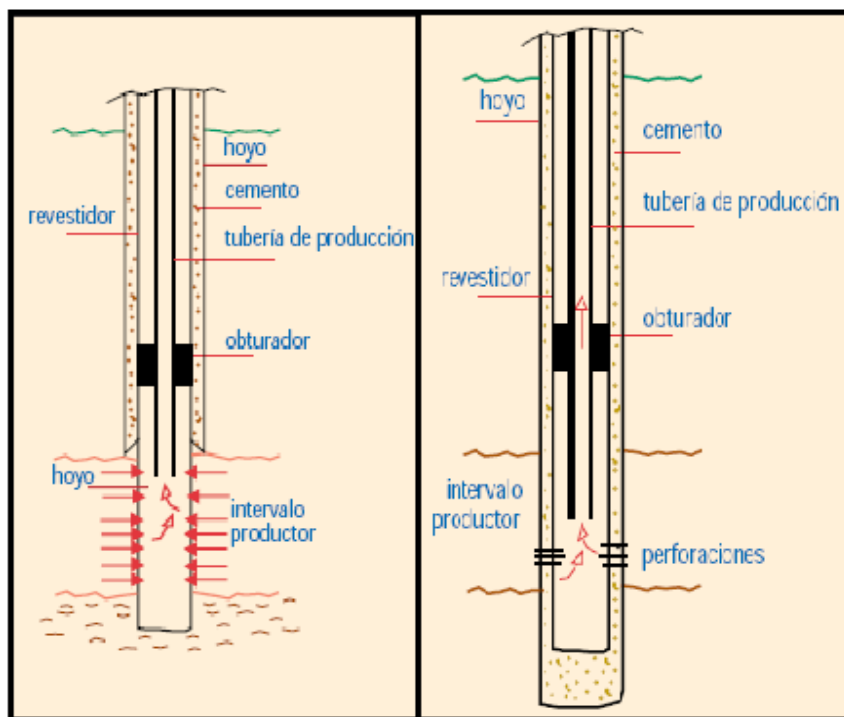


Gráfico 66. C. Diagrama de completaciones sencillas a hueco abierto. C-1. Diagrama de completaciones sencillas a hueco entubado.

Fuente: BARBERII, 2010

Completación Selectiva. Las completaciones selectivas se caracterizan por permitir la producción de varias arenas selectivamente, es decir con la ayuda de la unidad de slick line se puede abrir o cerrar camisas con el fin de producir de una de las varias arenas punzonadas. El objetivo de esta tecnología es reducir costos, puesto que con la ayuda de la unidad de slick line se evita sacar y meter la tubería de producción con taladro de workover.

La herramienta Y-Tool sirve para que la unidad de slick line entre sin problema al pozo, ya que la bomba se encuentra en la otra sección de la Y-tool. De esta manera, se produce de una sola arena pero con la ventaja que se lo puede hacer selectivamente sin mezclar fluidos.

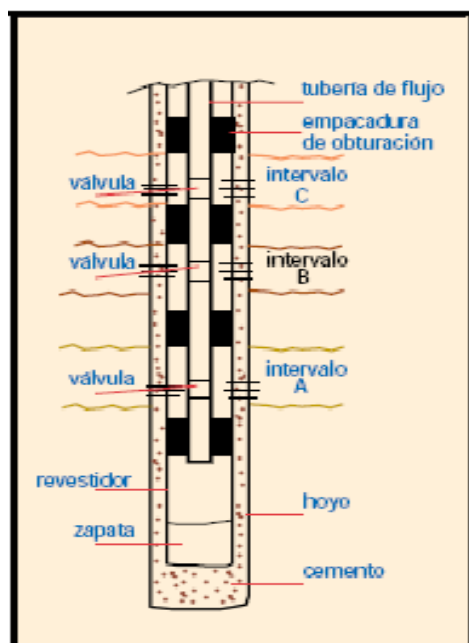


Gráfico 67. Diagrama de completaciones sencillas selectivas.
Fuente: BARBERII, 2010

Completación Múltiple. Cuando por un pozo se tiene la posibilidad de producir de dos o más yacimientos simultáneamente se recurren a las Completaciones Múltiples.

El tipo de completación múltiple que se debe aplicar en una zona depende de la complejidad geológica, los recursos económicos y la tecnología con la que se disponga, y siempre teniendo en cuenta que se debe aplicar la completación más sencilla posible; para evitar problemas futuros, ya que seguramente el pozo será intervenido varias veces durante su vida productiva.

Dentro de esta clasificación tenemos:

- **Completaciones Dobles para producir mediante flujo Natural**

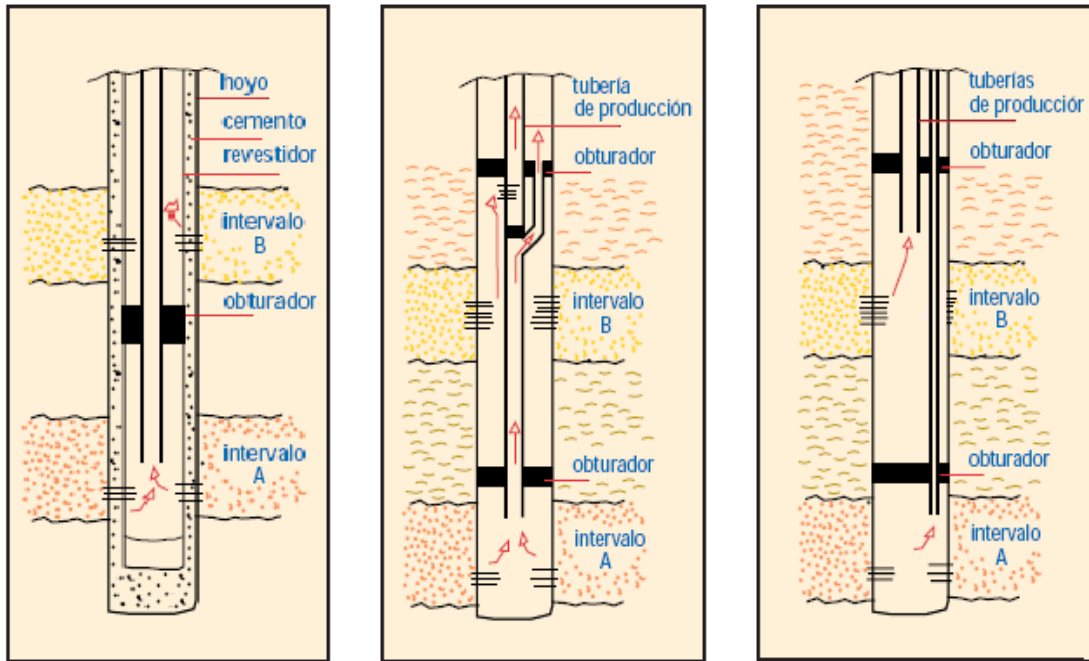


Gráfico 68. D. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos reservorios a través de una sola tubería y el anular. D-1. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos arenas a través de una tubería principal con una derivación en forma de Y que permite invertir la descarga de los fluidos para evitar mezclar los fluidos. D-2. Diagrama de completaciones dobles: producción de dos reservorios a través de dos tuberías paralelas con empacaduras para evitar mezclar los fluidos de las arenas.
 Fuente: BARBERII, 2010

- **Completaciones Dobles para producir mediante Bombeo Electro-sumergible.** Las completaciones duales actualmente son la mejor alternativa para producir de dos o más arenas, puesto que permiten tener el control independiente de cada una de las arenas. Además permiten realizar pruebas de producción de cada una. Su diseño consta principalmente de dos bombas electro sumergibles, cada con las características para la zona que va a producir; y la producción de cada arena se puede obtener a través de dos tuberías paralelas o mediante una configuración concéntrica. Existen dos tipos de completaciones duales que son:

➤ **Completaciones duales concéntricas.**

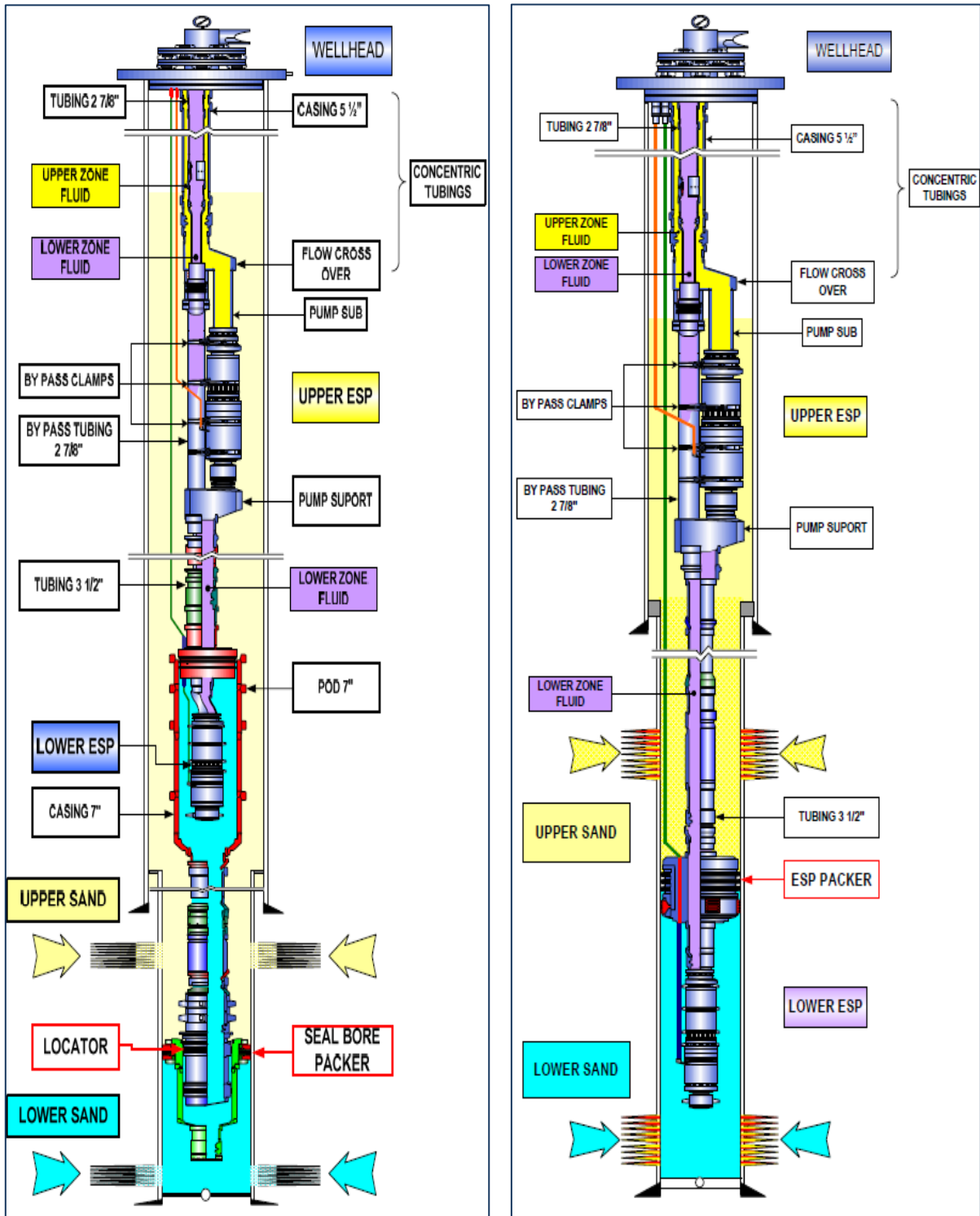


Gráfico 69. E. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior encapsulada. E-1. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior bajo una empacadura.

Fuente: Artificial Lift's, Schlumberger.

➤ **Completaciones duales paralelas.**

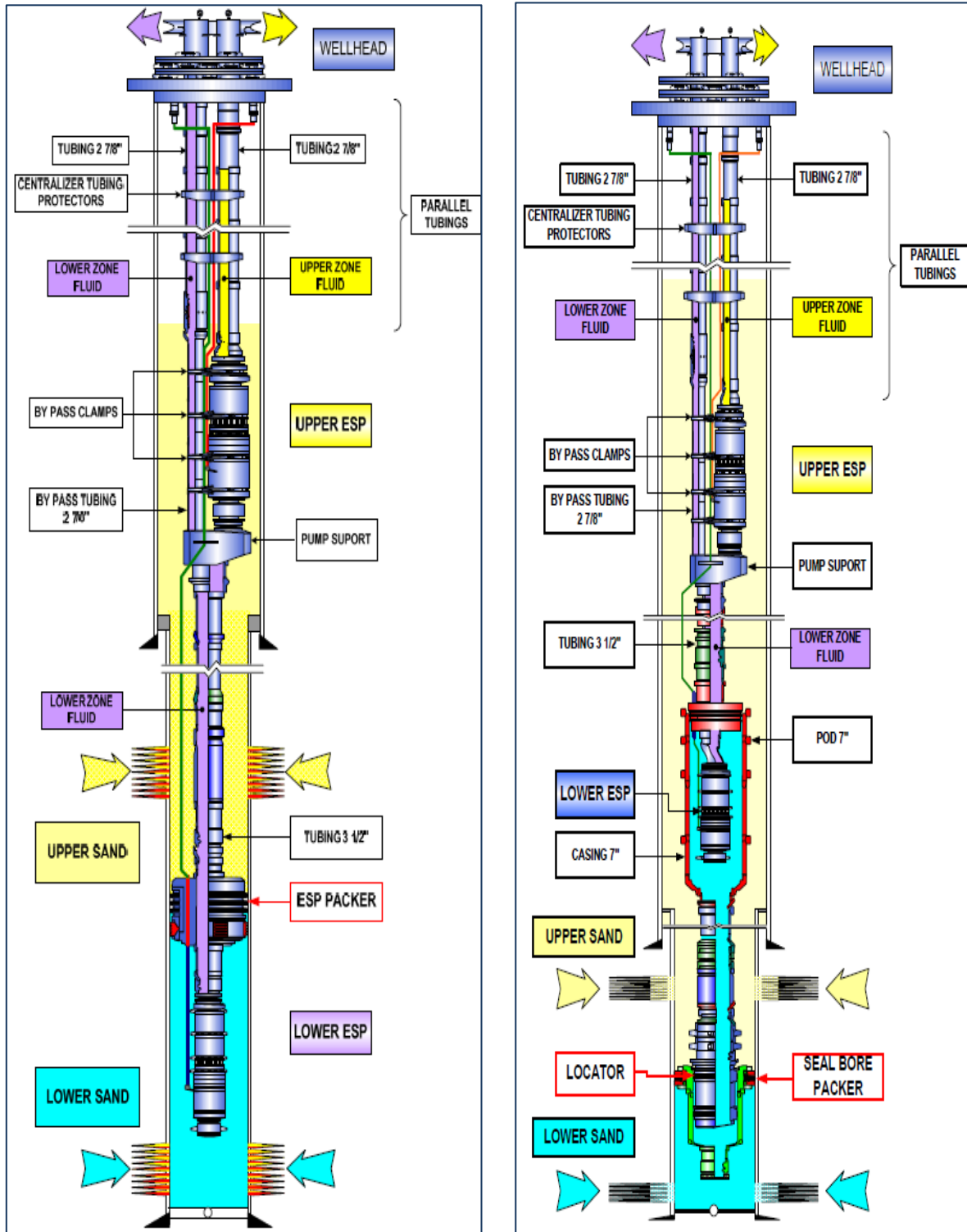


Gráfico 70. F. Completación Dual Paralela con bomba inferior bajo una empacadura. F-1. Completación Dual Concéntrica con bomba inferior encapsulada.
Fuente: Artificial Lift's, Schlumberger.

- **Completaciones Inteligentes.** Son aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna.

La idea de las completaciones inteligentes nace de los frecuentes problemas que se tienen al bajar cable o tubería para los reacondicionamientos de pozos, accionamiento de camisas, o algún trabajo menor en el fondo. Los pozos off shore, son los que más problemas generan cuando se los tiene que intervenir, por la profundidad, la accesibilidad a los cabezales de pozos, el personal y por los costos.

La solución para estos problemas, es el cambio de las intervenciones mecánicas por el control hidráulico o eléctrico accionado desde la superficie; para lo cual se necesita cambiar las válvulas de control de flujo accionadas mecánicamente (con cable o tubería flexible) por válvulas que se accionan en forma remota a través de un tubo capilar hidráulico en el caso de accionamiento hidráulico, o a través de una señal eléctrica transmitida a los accionadores electromecánicos en el caso de accionamiento eléctrico. Esta tecnología permite producir varias zonas sin la intervención física, es decir permite abrir o cerrar cada zona de forma remota desde la superficie; o a su vez permite producir de varias zonas simultáneamente.

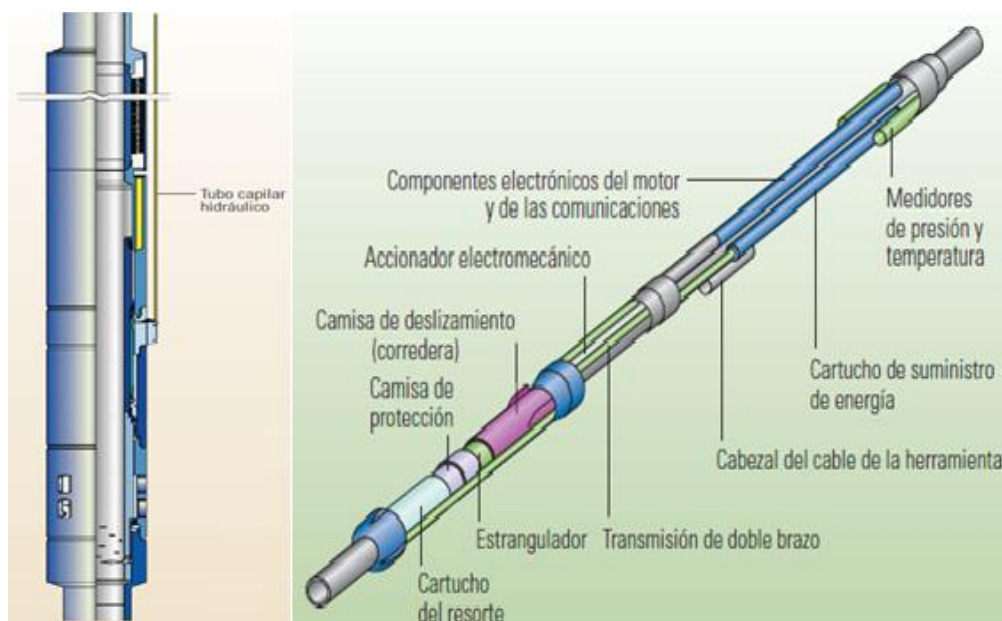


Gráfico 71. G. Válvula para completaciones inteligentes de accionamiento hidráulico de Schlumberger.
 G-1. Válvula para completaciones inteligentes de accionamiento eléctrico de Schlumberger.
 Fuente: STEPHEN, REYES, HUBER, & RAW, 2008

La ventaja de este tipo de completaciones es poder tener la información del pozo en tiempo real, gracias a los sensores de presión y temperatura de fondo, a los medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos y electrodos instalados en el fondo del pozo de manera permanente para generar imágenes de las formaciones a cierta distancia de la cara del pozo. Todos estos sensores están conectados a centros de control que facilitan la emisión de respuestas casi instantáneas a las condiciones cambiantes del pozo. La información que se recibe es abundante, por lo que los ingenieros requieren de sistemas de alarma diseñados especialmente para detectar cambios en las condiciones de fondo de pozo que ellos no pueden percibir.

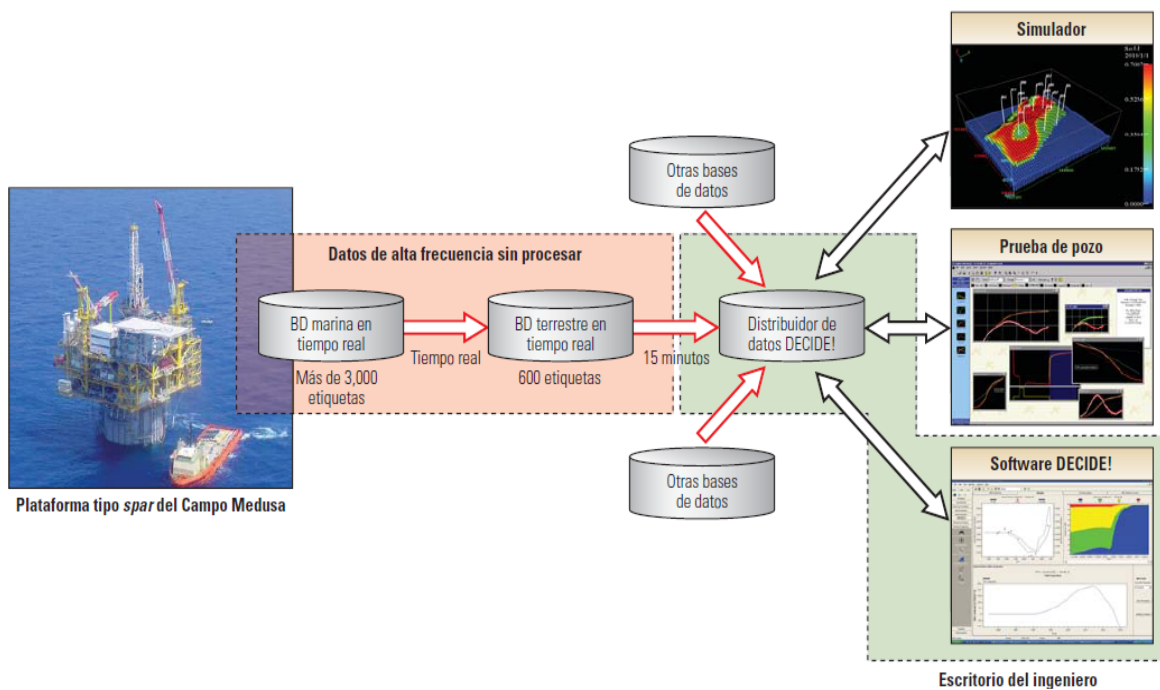


Gráfico 72. Esquema del funcionamiento de la transmisión de datos de Completaciones Inteligentes: Sistema DECIDE de Schlumberger.

Fuente: STEPHEN, REYES, HUBER, & RAW, 2008

- **Completaciones Triples para producir mediante Flujo Natural.** Son completaciones demasiado complejas como para ser aplicadas en campo.

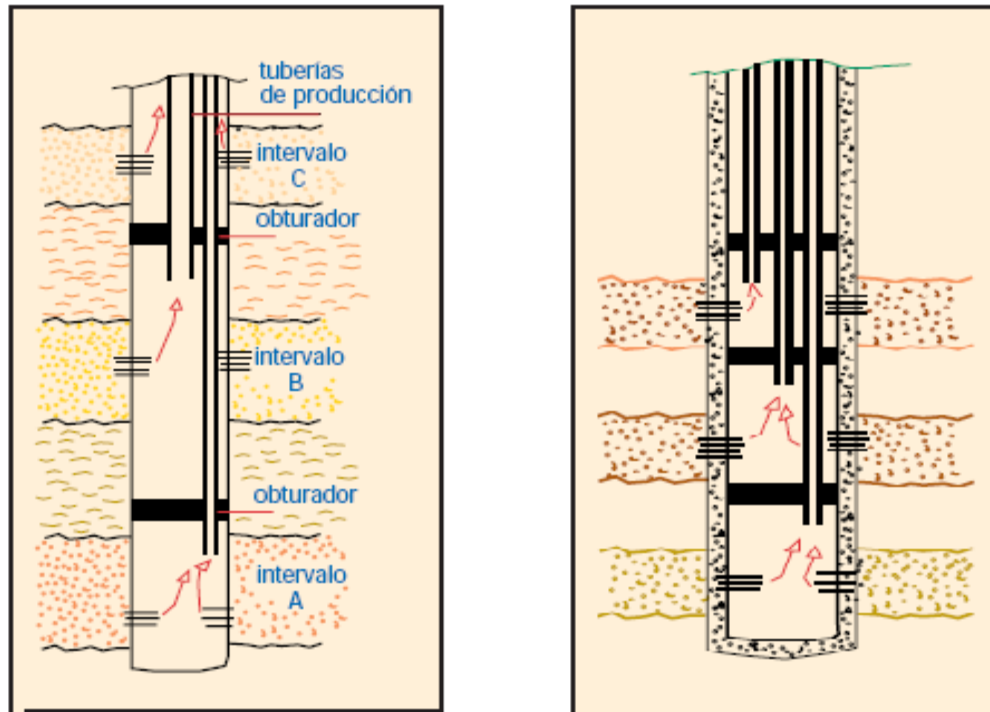


Gráfico 73. H. Diagrama de completaciones triples: producción de tres reservorios a través de dos tuberías de producción paralelas y el anular con empacaduras para evitar mezclar los fluidos. H-1. Diagrama de completaciones Triples: producción de tres arenas a través de tres tuberías paralelas con empacaduras para evitar mezclar los fluidos.
Fuente: BARBERII, 2010

CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN EN YACIMIENTOS HIDROCARBURÍFEROS

La mayoría de reservorios hidrocarbúricos están rodeados de agua, es decir de acuíferos. El tamaño de los acuíferos es una variable que afecta a los reservorios de manera directa en menor o mayor cantidad.

Se denominan Acuíferos Finitos a aquellos que son mucho más pequeños que los yacimientos; y Acuíferos Infinitos a aquellos acuíferos que son muy grandes en relación al yacimiento y que casi siempre tienen conexión con la superficie, es decir que los yacimientos con acuíferos infinitos sufren mínimas caídas de Presión durante toda su vida productiva.

A medida que los fluidos son producidos, el agua invade el reservorio de manera lateral o de fondo, según el empuje de agua que se tenga. Dependiendo de la litología, porosidad y permeabilidad de las rocas de los yacimientos y acuíferos, el agua avanza con mayor o menor facilidad hacia el reservorio a medida que los fluidos del mismo han sido producidos.

Mediante varios estudios realizados a muchos yacimientos en el mundo, se ha podido determinar que el flujo de agua de los acuíferos hacia los reservorios se produce debido principalmente a la permeabilidad y porosidad de las rocas, los problemas que generalmente se han encontrado son Conificación y Digitación.

Conificación

Una de las principales causas para que se desarrolle conificación en pozos verticales o crestas en pozos horizontales productores se debe a una producción excesiva de fluidos que causa que el gradiente de presión sea mayor a la fuerza gravitatoria, y también se debe a la permeabilidad vertical, que permite el flujo de agua con mayor velocidad que el petróleo.

En general, cuando la sección de los punzados está cerca del contacto agua – petróleo, se tiene una buena permeabilidad vertical y se produce una cantidad considerable de fluido (con respecto al potencial del pozo), el corte de agua incrementará notablemente debido a la Conificación. Cuando el avance ocurre, el problema tiende a empeorar alcanzando mayores proporciones de fluido producido no deseado.

Tasas de producción bajas pueden, en cierto modo, controlar el problema, sin embargo, no lo podrán revertir.

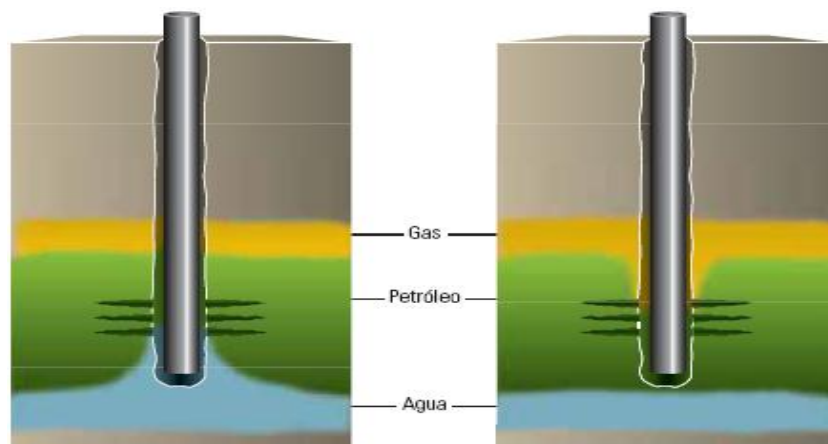


Gráfico 74. I. Representación de la Conificación de agua en pozos verticales. I-1. Representación de Conificación de gas en pozos verticales.

Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010

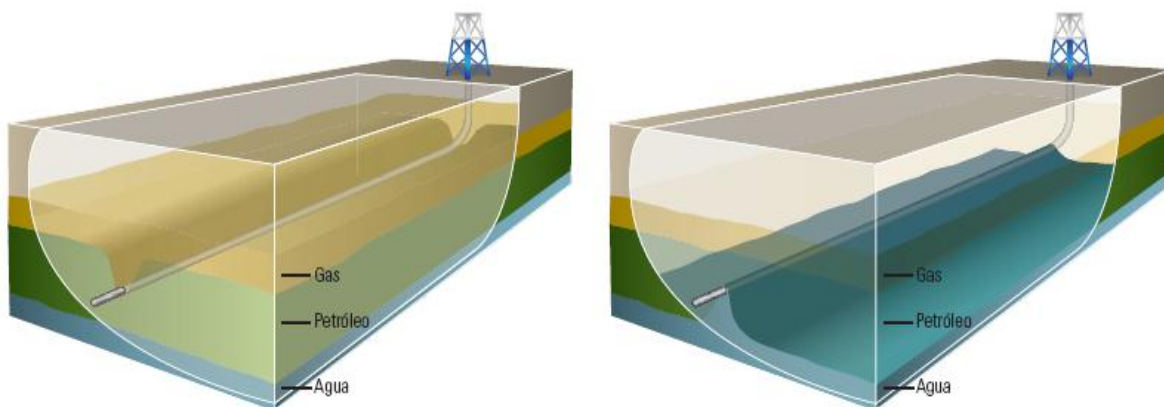


Gráfico 75. J. Representación de la Conificación de agua en pozos horizontales. J-1. Representación de Conificación de gas en pozos horizontales.

Fuente: CARRERA, CASTRO, GONZÁLES, & GORGONE, 2010

En el Gráfico 76, se muestra un ejemplo de cómo identificar Conificación con la ayuda de registros eléctricos en un pozo, tomado de un pozo productor real del Campo Victoria, que es el pozo Victoria 139D.

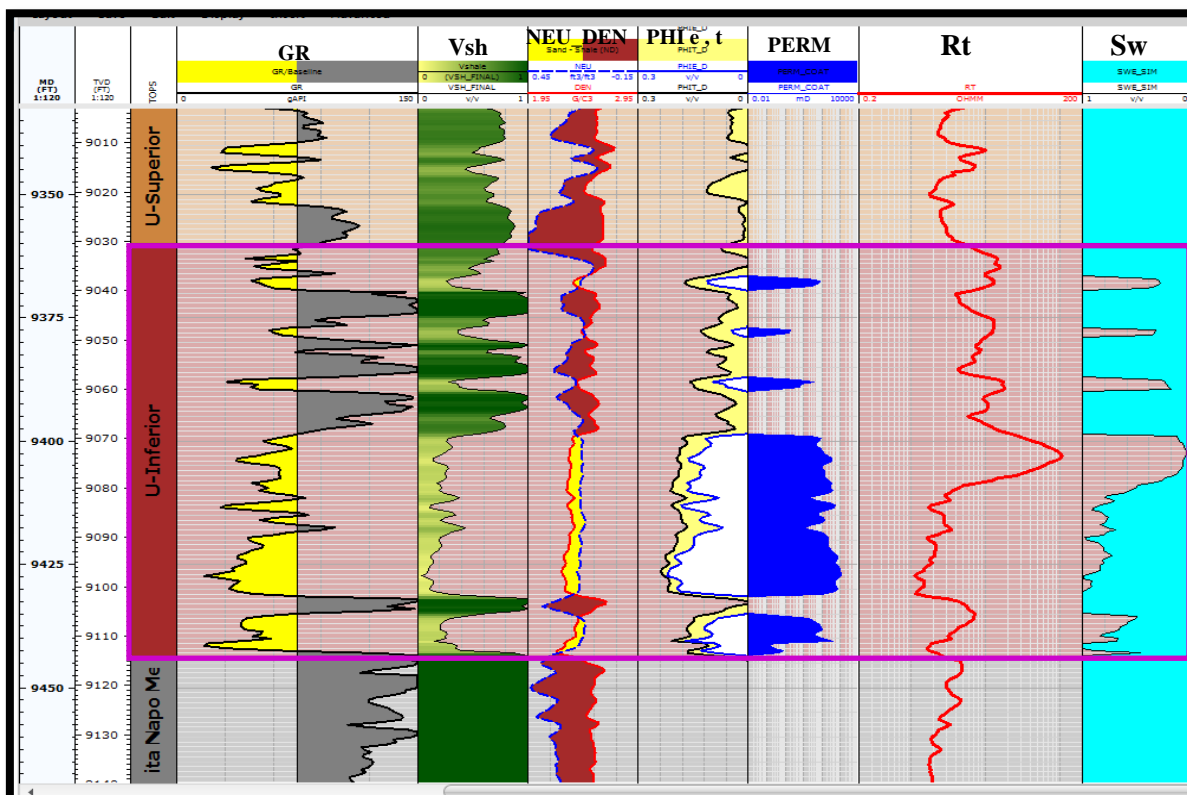


Gráfico 76. Identificación de Conificación mediante registros eléctricos.

Fuente: Petrofísica CSSFD

Como se puede observar en la zona de U Inferior, se tiene una permeabilidad muy alta de aproximadamente 1000 mD, buen espesor de arena y la presencia de acuífero que se lo puede determinar mediante el registro de resistividad (Rt). En el último carril podemos observar la Saturación de agua, donde precisamente vemos que bajo los 9400 ft. de profundidad se ha formado un cono que se lo puede visualizar por la forma que toma en dicha sección la saturación de agua. El intervalo punzonado en “U Inf” es de 9397 a 9401 ft.

Digitación

Un fenómeno denominado Digitación es otro de los problemas en los reservorios. Este fenómeno se debe a buenas permeabilidades horizontales, que hace que el agua fluya más rápido que el crudo gracias a su baja viscosidad.

El proceso de digitación es incluso esperado a que ocurra en una formación completamente homogénea y se debe a fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos. En general, si el contacto agua petróleo se encuentra cerca y existe producción prematura de agua ocurre el fenómeno de digitación.

La digitación puede ser detectada por el incremento en el corte de agua, y con mayor certeza por medio de registros eléctricos. El siguiente gráfico muestra digitación en un pozo real del Campo Victoria, el pozo es el Victoria 062B.

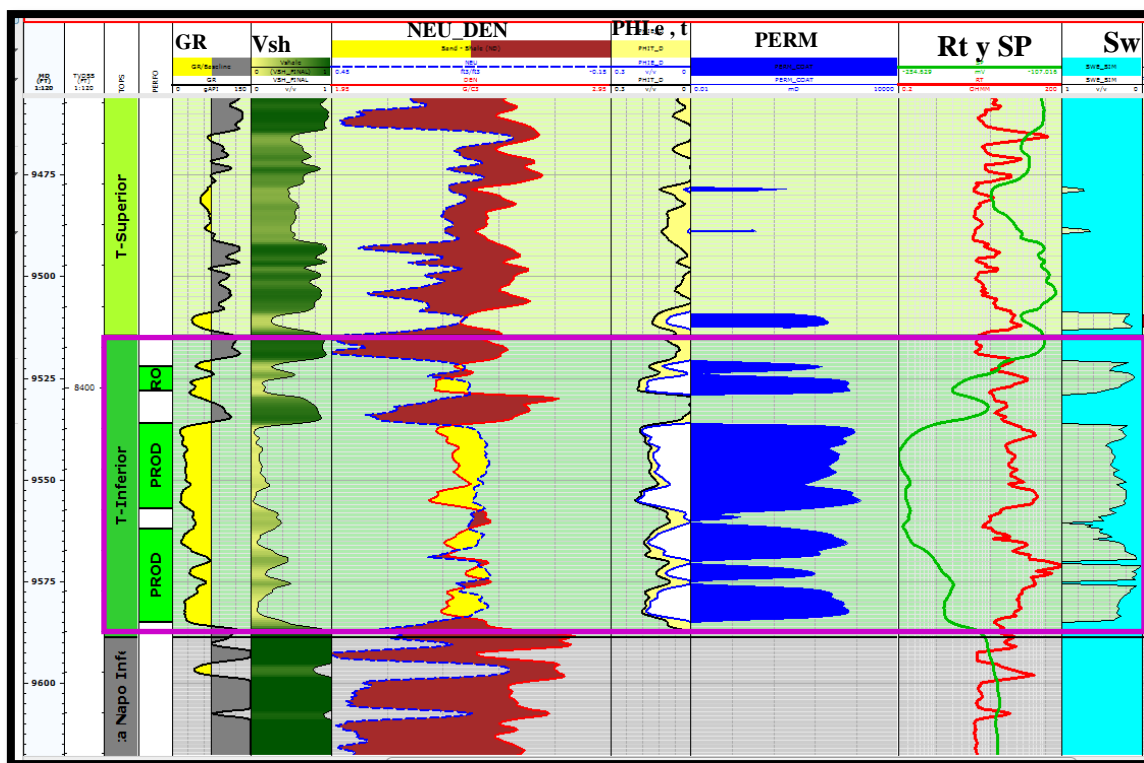


Gráfico 77. Identificación de Digitación por medio de registros eléctricos.
Fuente: Petrofísica CSSFD.

Como se puede observar en la zona de T Inferior, se tiene una permeabilidad promedio bastante alta de aproximadamente 700 mD, buen espesor de arena y la presencia de acuífero que se lo pudo determinar mediante el registro de resistividad. En el último carril se puede observar la saturación de agua en el pozo, en donde se puede observar como el agua entra en forma de dedos. La diferencia con Conificación es que la Digitación se produce cuando se tienen buenas permeabilidades horizontales, mientras que cuando se tienen permeabilidades verticales altas se tienen problemas de Conificación.

Canalización

Las zonas de alta permeabilidad pueden permitir al fluido que desplaza (agua) al hidrocarburo avanzar prematuramente, dejando otras zonas con permeabilidades más bajas que pudieran contener petróleo móvil sin barrer. La roca se vuelve incluso más permeable al fluido desplazante a medida que este barre los intervalos de mayor permeabilidad, lo que resulta en relaciones agua-petróleo crecientes durante la vida productiva del campo.

La canalización en reservorios puede ser detectada por el incremento en el corte de agua, y con mayor certeza por medio de registros eléctricos. El siguiente gráfico muestra canalización en un pozo real del Campo Victoria, que es el pozo Colibrí 25D.

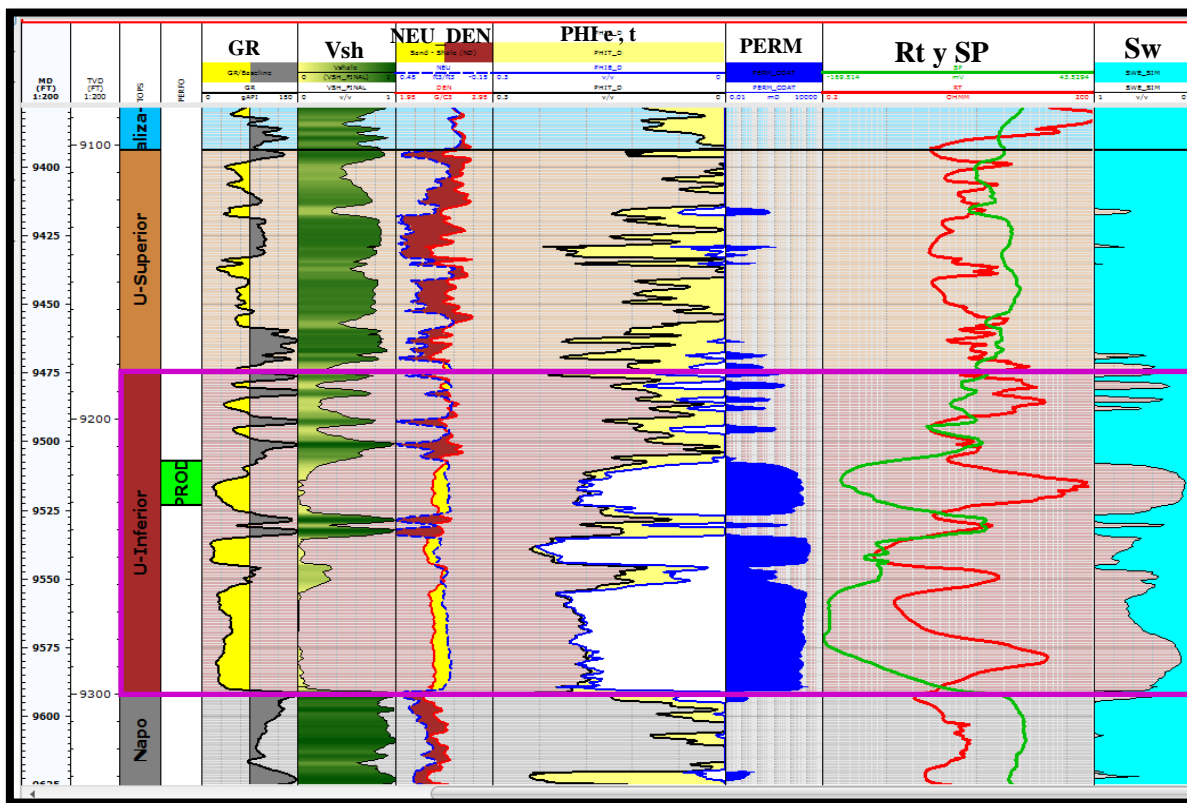


Gráfico 78. Identificación de Canalización por medio de registros eléctricos.

Fuente: Petrofísica CSSFD.

Como se puede observar en la zona de U Inferior, se tiene una permeabilidad promedio bastante alta de aproximadamente 1000 mD y buen espesor de arena. Mediante el registro de resistividad y el de saturación de agua podemos determinar que se tiene Canalización ya que se puede observar que hay ciertas zonas donde el agua se encuentra encima del petróleo. A diferencia de los problemas de Conificación y Digitación, la Canalización de agua si bien es un problema ya que el corte agua aumenta con el tiempo, también es cierto que dicha agua también barre crudo de las zonas más permeables.

CAPITULO III

MATERIAL Y MÉTODOS

TIPO DE ESTUDIO

El presente estudio es de tipo descriptivo, porque analizará las predicciones realizadas con la ayuda de la Simulación Matemática de reservorios para seleccionar las completaciones óptimas para las arenas Napo “U” y “T” del Campo Victoria; además según el tiempo es un estudio transversal porque se realizará en un tiempo determinado de cuatro meses; y es un estudio de tipo prospectivo por que los resultados se utilizarán con el fin de maximizar la producción del campo.

UNIVERSO Y MUESTRA

En el presente proyecto de investigación el Universo está conformado por las cinco arenas productoras del Campo Victoria que se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos, de las cuales como muestra se tomarán 4 arenas productoras que son: “U inferior”, “U superior”, “T inferior” y “T superior”, según criterios de inclusión.

TÉCNICAS

Las técnicas que se utilizaran en el presente estudio son Métodos Numéricos, matrices para la recolección de datos y los software OFM, PETREL y ECLIPSE.

A continuación se detallan los software utilizados:

OFM

OFM es un software de análisis y gerenciamiento de producción, que ayuda al seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gastará el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

PETREL Y ECLIPSE

Petrel es un software de la Cía. Schlumberger que combina la experiencia de todo un equipo en un solo sistema unificado de resultados sin precedentes en eficiencia y precisión. Esto se logra a través de la integración de diferentes módulos. Dichos módulos son: Geofísica, Geología, Ingeniería de Yacimientos, Simulación, Perforación y una dinámica Visualización de resultados.

Geofísica

El módulo de sísmica de Petrel permite una rápida interpretación sísmica 2D y 3D. Muestra los datos sísmicos 3D directamente en un modelo de yacimiento para predecir el recobro y la distribución de las propiedades del yacimiento utilizando un enfoque geo-estadístico. Una extensa biblioteca de atributos sísmicos y ciertas técnicas pueden ayudar a identificar indicadores de hidrocarburos y patrones de fractura. Además, Petrel ofrece una exploración regional del yacimiento para el desarrollo de la reservas.

Además el software es capaz de generar mapas de horizontes o intervalos según distribución de propiedades de la zona.

Geología

La identificación y recuperación de hidrocarburos requiere de un modelo geológico preciso, de la estructura y estratigrafía del yacimiento. En Petrel se puede unificar la data geológica con la de geofísica e ingeniería de yacimientos o simulación, permitiendo un estudio integrado que provee una precisa descripción estática del yacimiento. Con el nuevo modelo de fracturas de Petrel se pueden crear redes de fracturas para yacimientos fracturados, partiendo de la interpretación de registros de pozos y/o data sísmica. Realiza una distribución continua de las propiedades petrofísicas en modelos 3D usando una variedad de algoritmos, modelos de facies y datos sísmicos. Y por último, este módulo permite calcular propiedades de flujo de fluidos e identificar potenciales fallas sellantes.

Simulación

Una vez que se cuenta con el modelo geofísico y geológico del yacimiento, se procede con éste módulo de simulación o ingeniería de yacimientos para recrear una simulación del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Con esto se reduce la incertidumbre del modelo y se ayuda a una futura planificación de pozos. Petrel muestra, en un entorno dinámico, el modelo del yacimiento así como la simulación de las propiedades de flujo. En combinación con ECLIPSE, Petrel mejora la tecnología de modelado 3D, y hace mucho más confiables los datos de producción obtenidos de la simulación.

EXCEL

Excel es software de Microsoft que facilita el manejo de operaciones numéricas, que pueden ser simples hasta las más complejas. Gracias a las funciones que vienen incorporadas en el software se pueden realizar un sinnúmero de operaciones con mucha facilidad y rapidez.

PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el procesamiento de datos en el presente trabajo se utilizarán los programas PETREL, ECLIPSE y Excel.

Las propiedades y características de las rocas y fluidos obtenidos de Análisis PVT con los que trabaja el simulador Petrel, fueron tabuladas en matrices, que se muestran a continuación.

Características de los Fluidos y las rocas

De los Análisis PVT de ciertos pozos del campo, se tienen los datos que se han tabulado.

A continuación se detallan las características y propiedades de cada una de las arenas productoras del campo que se han tomado en cuenta en este proyecto.

Características de las Arenas productoras del Campo Victoria

Cuadro 10. Características de las Arenas productoras del Campo Victoria

CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS					
PARÁMETROS		U Superior	U Inferior	T Superior	T Inferior
Profundidad promedio	ft	9250	9300	9600	9650
Espesor promedio de la arena	ft	46	62	43	93
Porosidad	%	16	18	14	17
Permeabilidad	mD	150	40 - 1100	10 - 900	10 - 900
Saturación de agua inicial	%	16	14	18	16
Temperatura de Formación	°F	195	198	200	200
Compresibilidad de la roca	PSI ⁻¹	3,38E-06	3,14E-06	3,14E-06	3,14E-06

Elaborado por: Mónica Paredes

Características de los Fluidos de las Arenas productoras del Campo Victoria

Cuadro 11. Características de los Fluidos de los yacimientos del Campo Victoria

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS					
PARÁMETROS		U Superior	U Inferior	T Superior	T Inferior
Gravedad API	°API	27	24 - 29	30,4	28 - 32
GOR	scf/bbl	450	198	436	556
Factor Volumétrico Inicial	b/BN	1,23	1,17	1,22	1,22
Viscosidad del petróleo @ T.For.	cP	3,9	2,8	1,08	1,08
Viscosidad del agua @ T.For.	cP	0,32	0,47	0,46	0,46
Salinidad del agua de formación	Mppm Cl	30 - 50	40 - 60	10 - 16	15 - 25
Compresibilidad del crudo	PSI ⁻¹	7,76E-06	7,76E-06	7,76E-06	7,76E-06
Gravedad específica del gas		0,65	0,65	0,65	0,65

Elaborado por: Mónica Paredes

Presión de los principales reservorios del Campo Victoria

Cuadro 12. Presiones de los reservorios del Campo Victoria

PRESIONES DE LOS RESERVORIOS (PSI)				
Presiones	U Superior	U Inferior	T Superior	T Inferior
Presión Original	3700	4000	4200	4200
Presión Actual	1500 - 2800	1200-2800	1500 - 2800	2000 - 3200
Presión de Burbuja	1250	1100	1000	1050

Elaborado por: Mónica Paredes

A continuación se describe el comportamiento actual de la presión de los reservorios.

- **Arena U Inferior**

El comportamiento de presión en la arena U inferior no tiene una única tendencia. Esto se debe a que existe compartimentalización estratigráfica en el reservorio, es decir, está dividido en cuatro compartimentos aislados entre sí por adelgazamientos de las arenas y deposición de arenas finas no permeables, por lo que para simular el comportamiento de este reservorio se establecieron cuatro acuíferos en Petrel, ya que cada compartimento posee su propio Contacto Agua – Petróleo (CAP).

Cabe mencionar que la Compartimentalización que se tiene en esta arena también se debe a la gran falla en dirección Norte – Sur que atraviesa el Campo, como se puede ver en el Gráfico 2. Estructura del Campo Victoria

En el Gráfico 79. Compartimentalización en la Arena U Inferior Gráfico 79, muestra un corte en j, para visualizar dos de los compartimentos debido a la deposición de arena fina no permeable, que prohíbe el contacto entre la sección Norte y la sección Centro Sur.

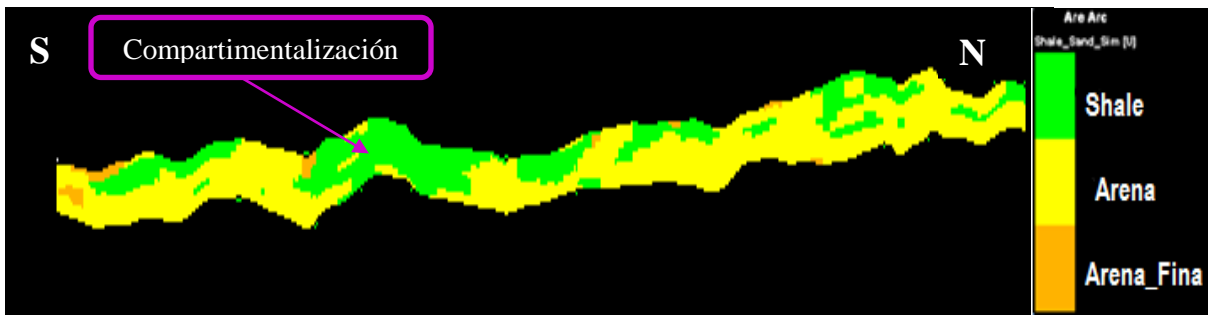


Gráfico 79. Compartimentalización en la Arena U Inferior

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Los compartimentos que se tienen en la arena son:

- Norte: En esta región existe un buen mantenimiento de la energía, con una presión actual estabilizada entre 2800 -3300 psi.
- Centro Norte: Esta área tiene la mayor declinación del campo, con una presión actual entre 1500 – 2500 psi.
- Centro Sur: Esta área tiene una depletación menor respecto al área centro norte, con una presión al año 2012 entre 2000 -3000 psi.
- Sur Oeste: En esta región la existe un buen mantenimiento de la energía con una presión actual estabilizada entre 3000 – 3500 psi.

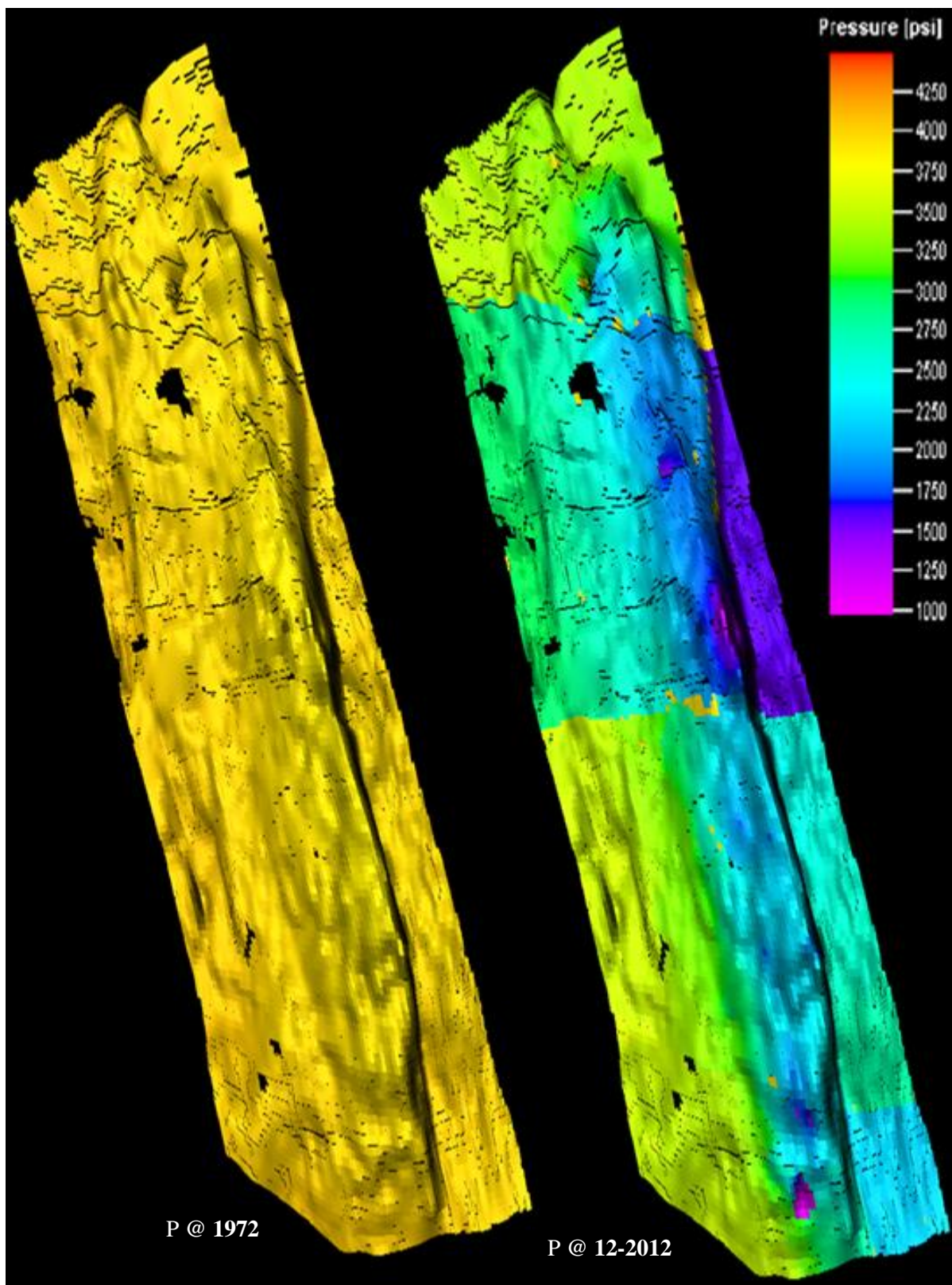


Gráfico 80. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena U Inferior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

- **Arena U Superior**

Este yacimiento ha sufrido una gran caída de presión desde que comenzó la producción comercial hasta la actualidad (2012), debido a que no posee un acuífero activo, por lo que no hay manera de mantener la presión del reservorio. Se caracteriza por estar constituido por lentes discontinuos de arena como se pudo observar el Gráfico 81, por lo que actualmente se produce solamente de 7 pozos en este reservorio.

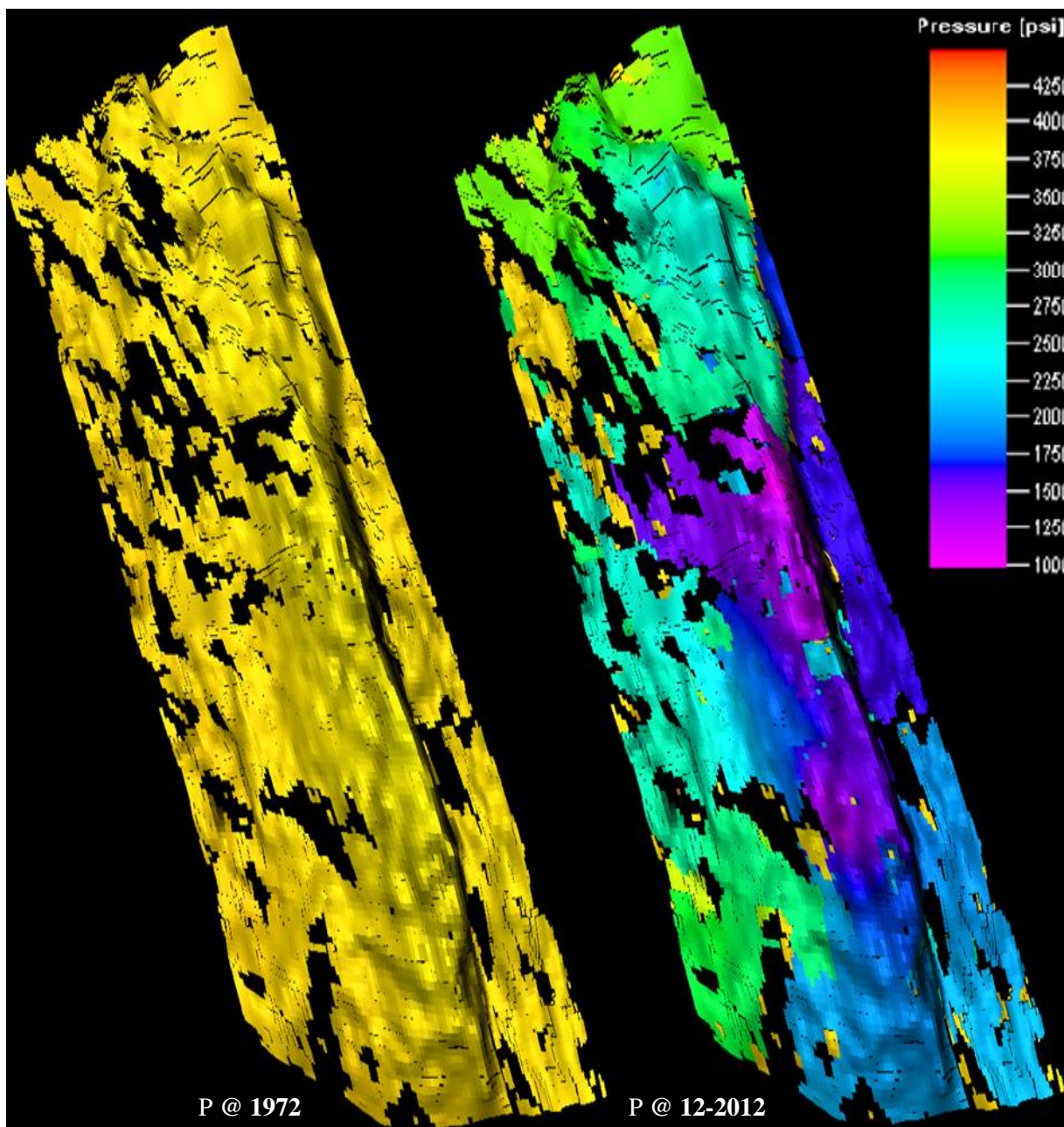


Gráfico 81. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena U Superior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

- **Arena T Inferior**

En la arena T Inferior se tiene una sola tendencia de caída de presión, debido a que todas las áreas del reservorio están comunicadas hidráulicamente. En el Gráfico 82, podemos observar que en la zona Centro del reservorio se tiene la mayor caída de presión y se debe a que la mayoría de los pozos que producen de esta arena se encuentran ubicados en dicha zona.

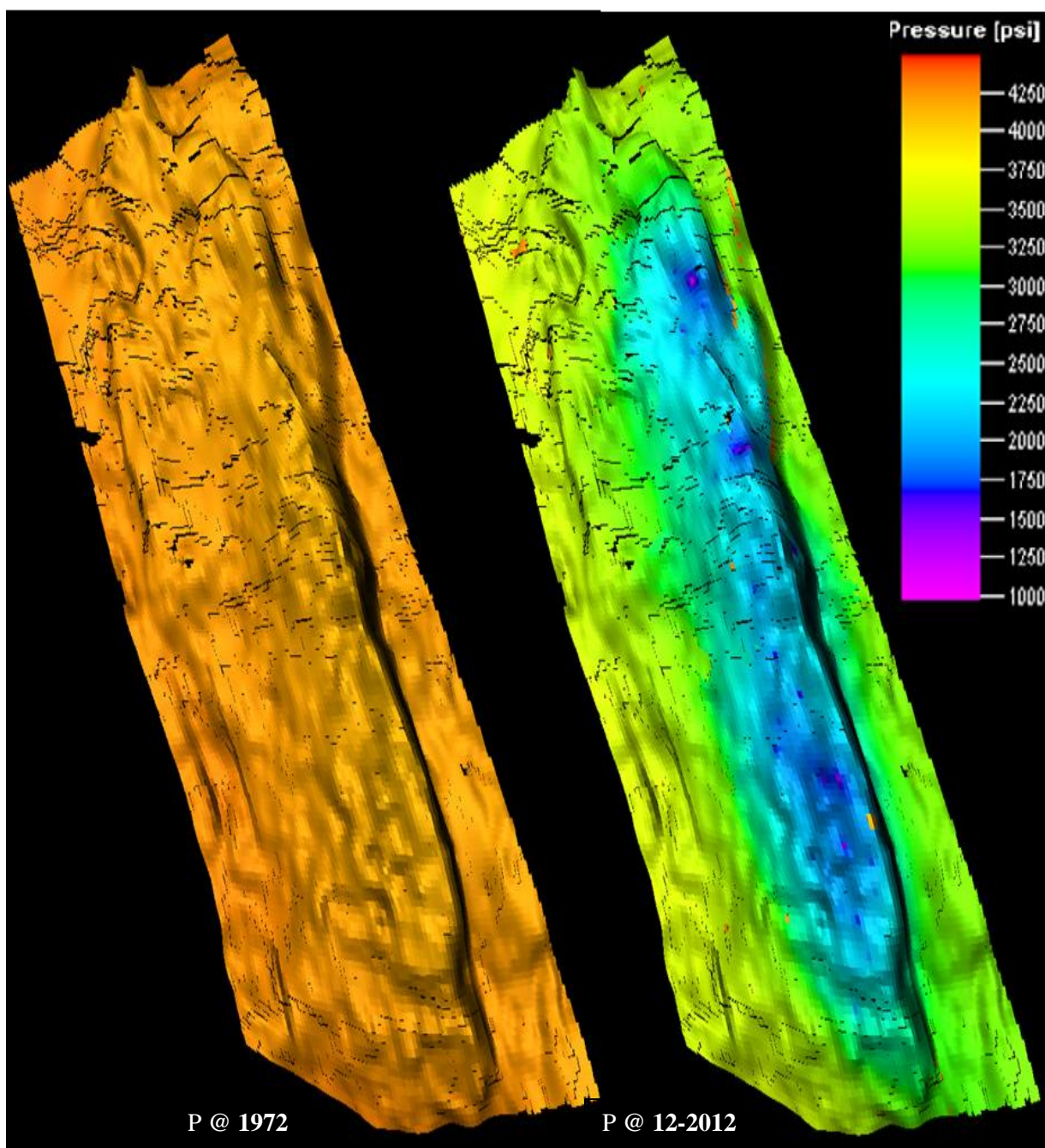


Gráfico 82. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena T Inferior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

- **Arena T Superior**

Al igual que la arena U Superior, se caracteriza por estar constituida de lentes discontinuos de arena. Es un reservorio que no posee acuífero por lo que la caída de presión en el reservorio es drástica con el tiempo, en los lentes de arena de donde se ha drenado el reservorio. A

ctualmente producen 6 pozos de la arena T Superior.

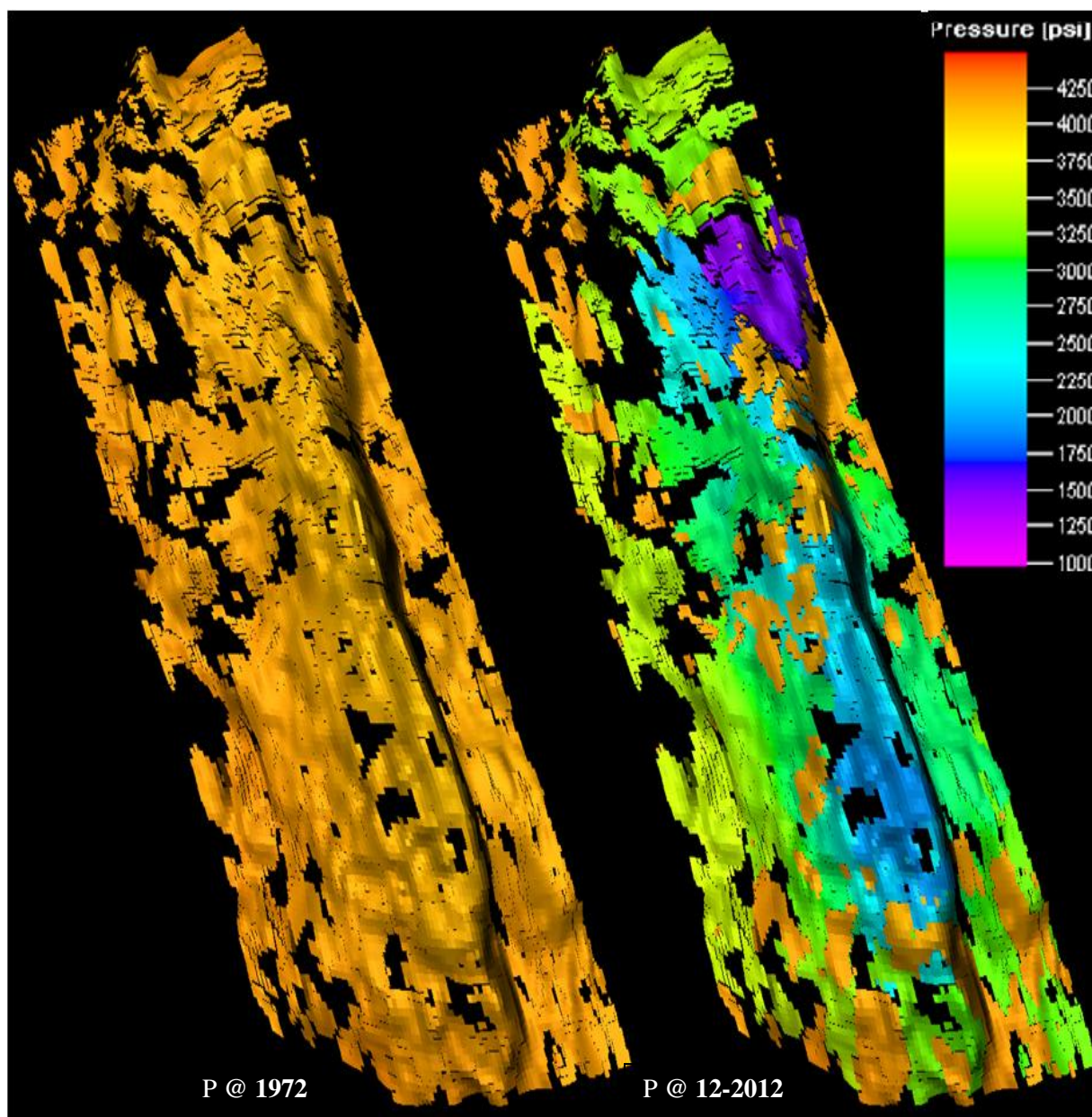


Gráfico 83. Comparación de Presión de reservorio en 1972 con la actual de la Arena T Superior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Reservas de los principales reservorios del Campo Victoria

Para determinar el Petróleo Original en Sitio (POES), se utilizó el Método Volumétrico, cuya ecuación es la siguiente:

$$POES = \frac{7758 * \phi * h * A * S_0}{\beta_{oi}} \quad (BN)$$

En el Cuadro 13. Se muestran las reservas originales y las actuales (2012-Dic) de las principales arenas productoras del campo.

Cuadro 13. Reservas originales y actuales del Campo Victoria.

RESERVAS DEL CAMPO VICTORIA @ DIC - 2012				
	U Inferior	U Superior	T Inferior	T Superior
β_{oi} (b/BN)	1,17	1,23	1,22	1,22
ϕ	0,18	0,16	0,17	0,14
A (acres)	32290	7965	49820	4366
Swi	0,14	0,16	0,16	0,18
So	0,86	0,84	0,84	0,82
h (ft)	42	43	55	46
POES (BN)	1392.041.572	290.334.181	2488.195.869	146.613.309
Fri (%)	53	30	55	25
Reservas prob. Orig.(B)	737.782.033	87.100.254	1368.507.728	36.653.327
Np (BN)	380.519.000	46.221.000	728.736.000	27.634.000
Reservas prob. @ 2012 (B)	357.263.033	40.879.254	639.771.728	9.019.327

Elaborado por: Mónica Paredes

Casos de Simulación en las arenas productoras

Se había planteado que se tomarían las cuatro arenas principales para desarrollar este proyecto, es decir U Inferior, T Inferior, U Superior y T Superior; sin embargo los lentes discontinuos de arena del reservorio T Superior y su pobre saturación en hidrocarburos no permiten simular pozos de ningún tipo. Entonces, los reservorios tomados en cuenta son U Inferior, T Inferior y U Superior.

Tomando en cuenta los principales problemas que se tienen en los reservorios, se definieron los casos de predicción de producción con el fin de determinar el tipo de pozo y el tipo de completación óptima; por lo que se simularán tres pozos en la arena U Inferior, 3 pozos en la arena T Inferior y 2 pozos en la arena U Superior. Para problemas de Conificación y Digitación se simula 1 pozo para cada arena, y para problemas de Canalización se simula 1 pozo para las arenas principales y 2 pozos para la arena U Superior.

La predicción de producción de los pozos simulados es controlada por el draw down. La simulación de los pozos se realizó para un tiempo de 14 años, la fecha inicial de predicción de los pozos es 31-Diciembre – 2012, y la fecha final es 31 – Diciembre – 2026.

Cabe mencionar que se simuló los pozos ficticios en el campo sin tomar en cuenta los pozos ya existentes, es decir, como si el campo fuera nuevo, pero con las características y propiedades de las rocas y fluidos que se tienen actualmente en cada una de las arenas productoras.

Los problemas de yacimientos que simularemos en cada pozo son:

Cuadro 14. Descripción de los Pozos simulados.

POZOS SIMULADOS		
POZO SIMULADO	PROBLEMA EN RESERVORIO	ARENA
Victoria 1	CANALIZACIÓN	U INFERIOR
Victoria 2	CONIFICACIÓN	
Victoria 3	DIGITACIÓN	
Victoria 4	CONIFICACIÓN	T INFERIOR
Victoria 5	DIGITACIÓN	
Victoria 6	CANALIZACIÓN	
Victoria 7	CANALIZACIÓN	U SUPERIOR
Victoria 8	CANALIZACIÓN	

Elaborado por: Mónica Paredes

Los diferentes escenarios de predicción, son los siguientes:

Casos para pozos Verticales

Cuadro 15. Casos de predicción para pozos verticales.

TIPO DE POZO	INTERVALO PERFORADO	TIPO DE COMPLETACIÓN	DRAW DOWN
VERTICAL	TODA LA ARENA	SIMPLE	Pb + 500 PSI Pb + 200 PSI Pb Pb – 200 PSI
	ZONA DE PAGO + ZONA DE TRANSICIÓN	SIMPLE	
	ZONA DE PAGO	SIMPLE	
	ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	SELECTIVA	

Elaborado por: Mónica Paredes

Casos para pozos Direccionales

Cuadro 16. Casos de predicción para pozos direccionales.

TIPO DE POZO	ÁNGULO DE DESVIACIÓN	INTERVALO PERFORADO	TIPO DE COMPLETACIÓN	DRAW DOWN
DIRECCIONAL	15	TODA LA ARENA	SIMPLE	Pb + 500 PSI Pb + 200 PSI Pb Pb – 200 PSI
	30	ZONA DE PAGO	SIMPLE	
	45	ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	SELECTIVA	
	60			
	75			

Elaborado por: Mónica Paredes

Casos para pozos Horizontales

Cuadro 17. Casos de predicción para pozos horizontales.

TIPO DE POZO	LONGITUD HORIZONTAL (m)	DRAW DOWN
HORIZONTAL	2000	Pb + 500 PSI Pb + 200 PSI Pb Pb – 200 PSI
	1500	
	1200	
	1000	
	800	
	600	
	400	
	200	
	100	
	50	

Elaborado por: Mónica Paredes

Casos para pozos Direccionales

Cuadro 18. Casos de predicción para pozos multilaterales.

TIPO DE POZO	NÚMERO DE RAMAS	DRAW DOWN
MULTILATERAL	2	Pb + 500 PSI Pb + 200 PSI Pb Pb – 200 PSI
	3	

Elaborado por: Mónica Paredes

En los pozos horizontales y multilaterales se consideran solamente Completaciones Simples, puesto que estos pozos solo navegaran por la zona de pago.

En todos los escenarios de predicción se definió, que:

- Punzonar toda la arena: es precisamente punzonar todo el espesor de la arena, sin importar saturaciones.
- Punzonar Zona de Pago: la zona de pago se considera a aquella zona con saturación de agua menor al 50%.
- Punzonar zona de Transición: la zona de transición se considera a aquella zona con una saturación de agua entre el 50 al 60%.
- Punzonar Zona de Agua: la zona de agua se considera a la zona que tiene una saturación de agua mayor al 60%.

Descripción del proceso en PETREL

Para el desarrollo del presente proyecto, se utilizó un modelo del Campo Victoria ya hecho en Petrel, que consta del Modelo Estático o Geológico y del Modelo Dinámico actualizado hasta Octubre de 2012; este modelo consta de las cuatro arenas que se tomaron en cuenta en este proyecto.

Las principales características del modelo se muestran a continuación:

Axis	Min	Max	Delta
X	307401.85	321075.23	13673.38
Y	9963832.44	10000794.91	36962.46
Elevation de...	-8922.10	-7947.34	974.76
Lat	~0°19'S	~0°00'N	~0°20'
Long	~76°43'W	~76°36'W	~0°07'

Description	Value
Number of iconized horizons:	6
Number of iconized zones:	5
Number of faults:	17
Number of segments:	11
Number of properties:	83
Grid cells (nI x nJ x nGridLayers)	115 x 190 x 45
Grid nodes (nI x nJ x nGridLayers)	116 x 191 x 46
Total number of 3D grid cells:	983250
Total number of 3D grid nodes:	1019176
Number of geological horizons:	46
Number of geological layers:	45
Total number of 2D cells:	21850
Total number of 2D nodes:	22156
Total number of defined 2D nodes:	17368

Axis	Min	Max	Delta
X	307401.85	321075.23	13673.38
Y	9963832.44	10000794.91	36962.46
Elevation de...	-8922.10	-7947.34	974.76
Lat	~0°19'S	~0°00'N	~0°20'
Long	~76°43'W	~76°36'W	~0°07'

Description	Value
Average Xinc:	167.69125584
Average Yinc:	181.20784883
Average Zinc (along pillar)	9.17108732
Rotation angle:	-32.73450019
Number of top truncated pillars:	0
Number of base truncated pillars:	0
Number of unfaulted pillars:	16349
Number of faulted pillars:	1005
Number of end of fault pillars:	14
Number of unique horizon sequences:	18214
Geometry overview:	
Vertical pillars:	100.00%
Linear pillars:	0.00%
Piecewise-linear pillars:	0.00%

Gráfico 84. Características del Modelo del Campo Victoria actualizado hasta Octubre de 2012.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Debido a que las corridas de sensibilidad para todo el campo se tardan mucho tiempo, se definieron pequeños modelos o Sector Models para cada arena productora a partir del modelo de todo el campo actualizado hasta Octubre de 2012, esto se logra con un filtro para el cual se necesita conocer la ubicación de las celdas. Cada sector model se definió de acuerdo al problema que se encontró en cada uno de los yacimientos tales como Conificación, Digitación o Canalización.

La herramienta que ayuda a definir los Sector Models, se denomina “Show Property Filter”, el cual se activa al dar click en el Modelo en que se está trabajando, el cual se lo puede encontrar en el panel “Models” del Modelo estático.

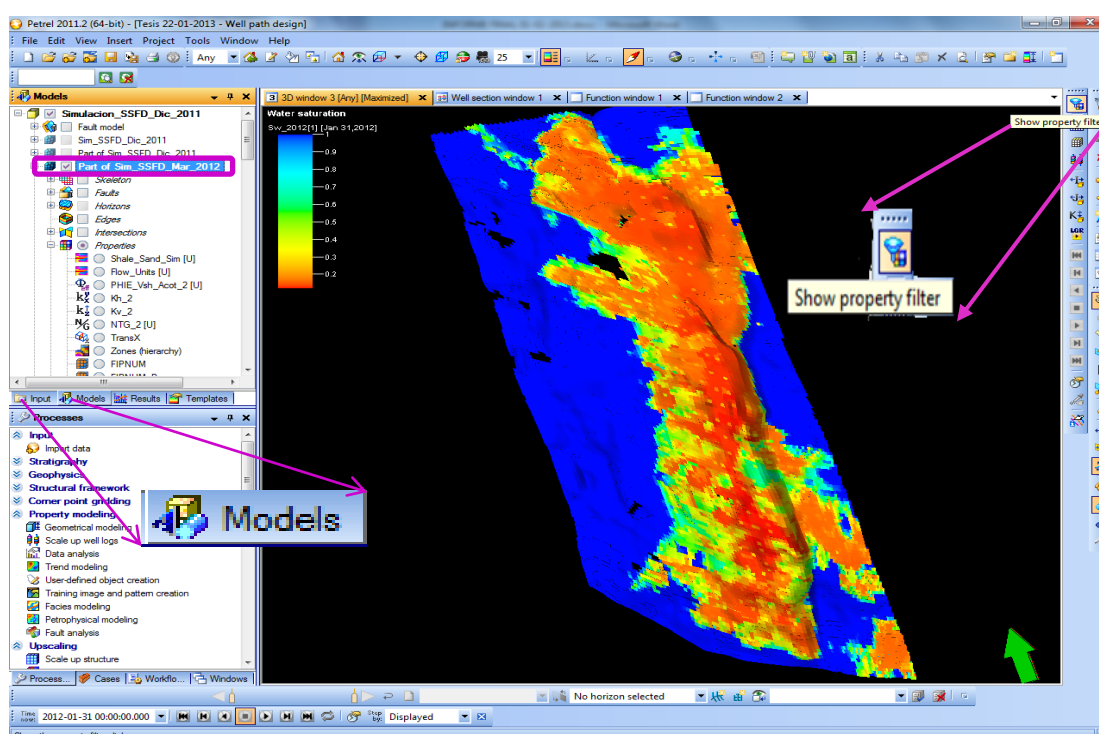


Gráfico 85. Herramientas del Panel Models de Petrel.
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.
Modificado: Mónica Paredes.

Después de activar el filtro para delimitar los Sector Models, activamos la opción “Use Index filter”, e ingresamos los datos de I, J y K de las celdas, es decir la ubicación tridimensional de las celdas en el modelo. Los datos de I y J se los obtiene al colocar el puntero en el modelo e inmediatamente se despliega la ubicación de las celdas en la barra inferior, los datos de K, dependen de la arena en la que se está trabajando, es decir cuando se construye el modelo estático se define el número de capas para cada arena, de ahí se conocen los datos de K (número de capas).

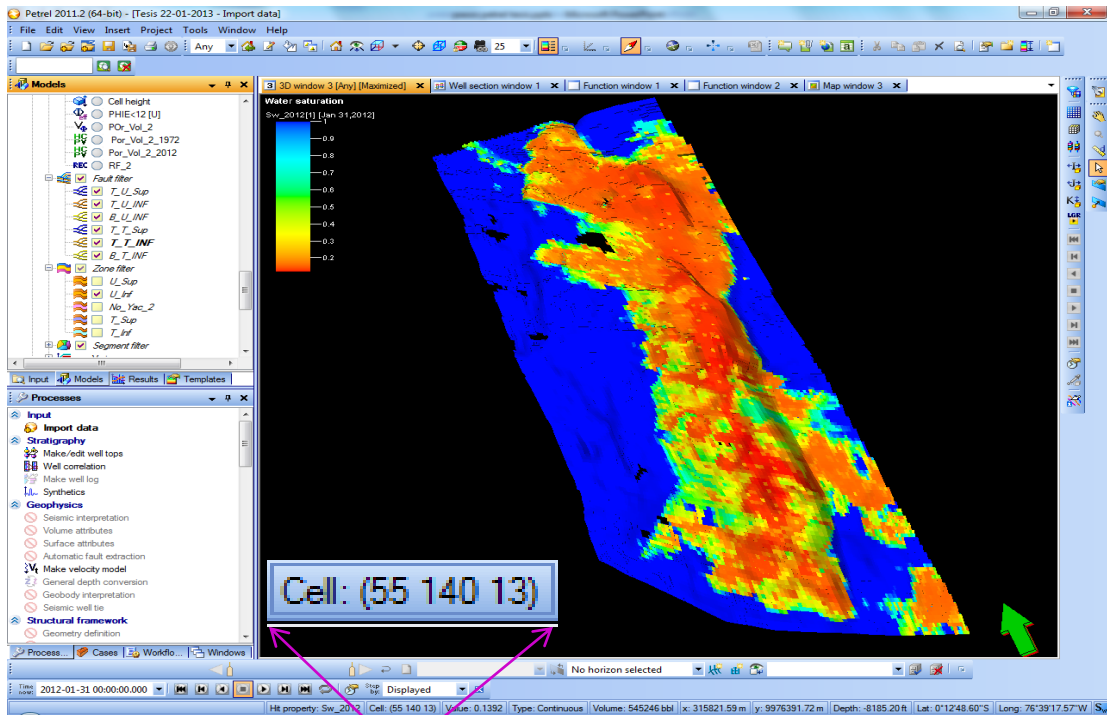


Gráfico 86. Ubicación de las celdas de la malla del modelo en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

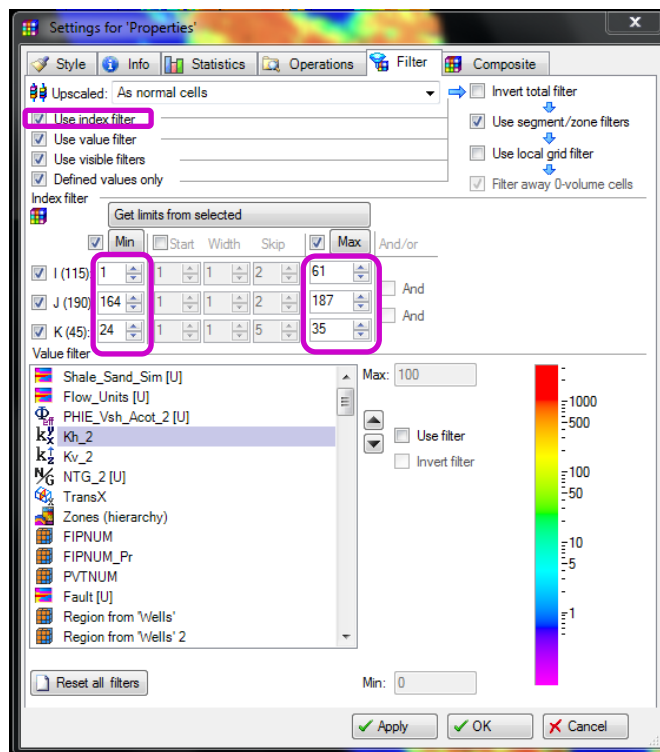


Gráfico 87. Filtro para crear Sector Models en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes

Luego, damos doble clic en el Modelo del campo, y aparece una nueva ventana, dar clic en “Get from filter”.

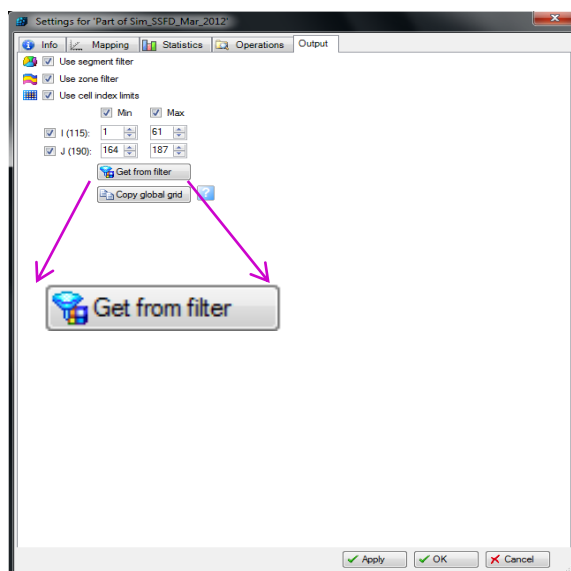


Gráfico 88. Crear un Sector Model en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes

En la barra de herramientas del modelo estático, se crea el Sector Model con todas las propiedades del reservorio en el que se está trabajando, al cual se lo puede cambiar el nombre para mayor facilidad.

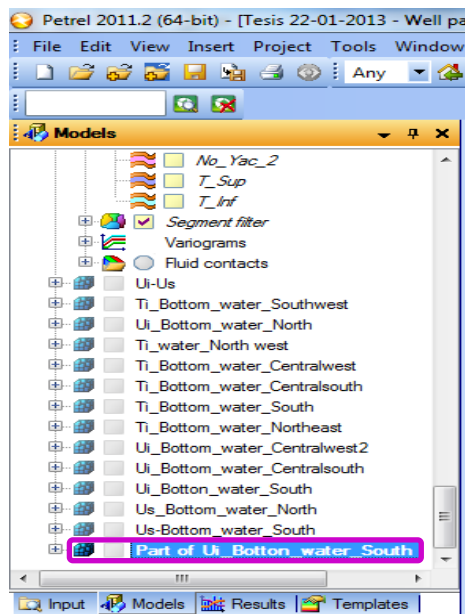


Gráfico 89. Ubicación del Sector Model creado en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Si activamos el sector model desde el panel “Models”, se puede observar el nuevo modelo definido.

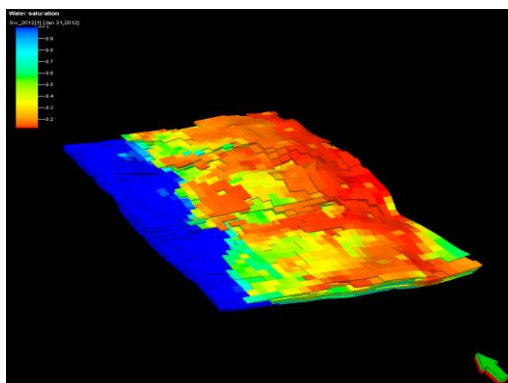


Gráfico 90. Sector Model creado en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes

Para crear un pozo vertical nuevo, en la barra del Modelo Dinámico, en “Well engineering” activamos la opción “Well path design”, inmediatamente aparece una barra de herramientas con múltiples opciones, activamos el ícono “Start new well”.

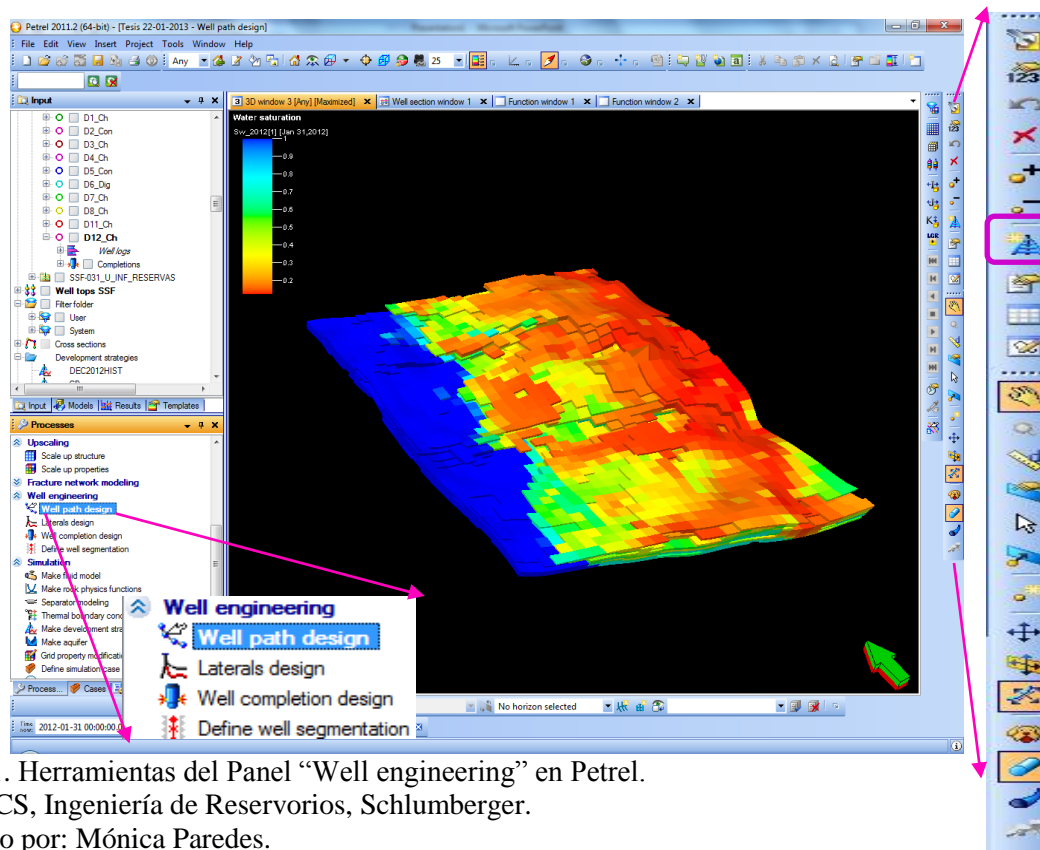


Gráfico 91. Herramientas del Panel “Well engineering” en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Para poder observar los problemas que se tienen en los yacimientos, podemos hacer un corte en J al Sector Model, y crear el pozo donde sea más conveniente.

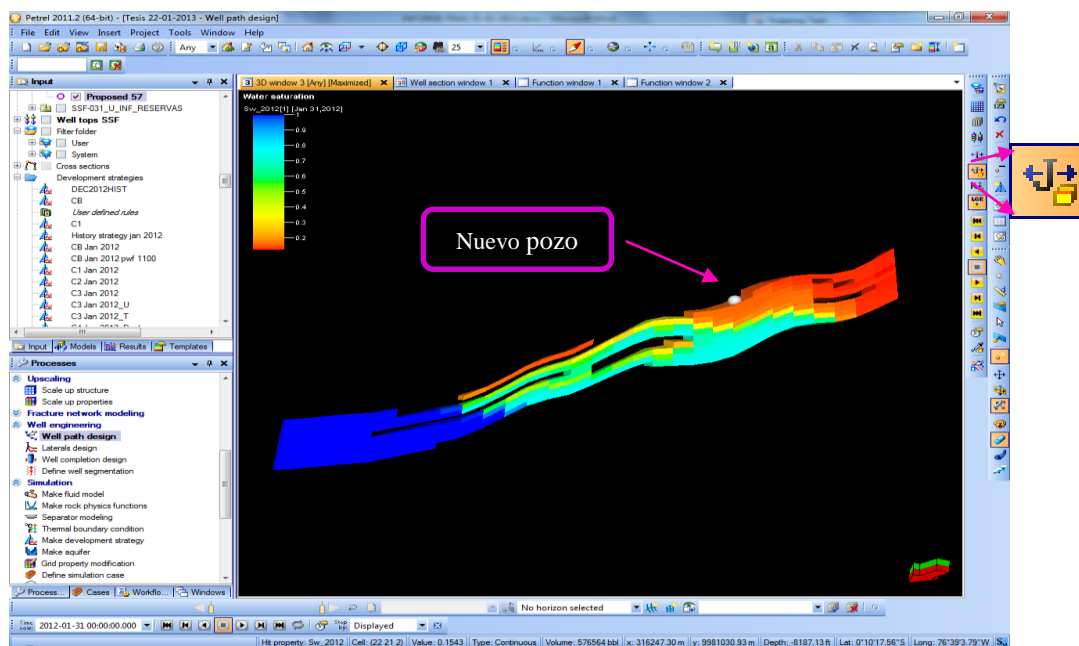


Gráfico 92. Esquema de un nuevo pozo vertical en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Luego de haber creado el pozo, aparece en la barra del Modelo Estático, en el panel “Input”, dentro de la carpeta de pozos, donde se le puede cambiar el nombre, al hacer doble clic en el pozo nuevo, donde aparecerá una ventana.

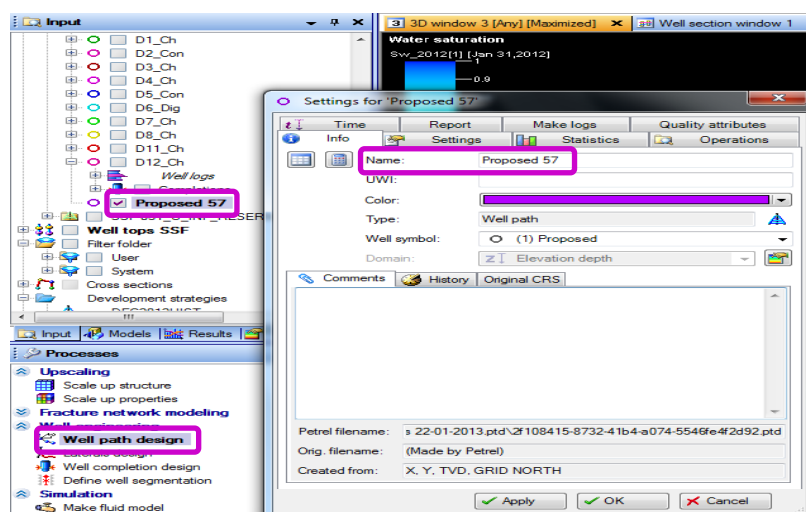


Gráfico 93. Settings del nuevo pozo en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

El pozo se crea con las coordenadas del punto que se creó en el Sector Model, en el caso de un pozo vertical, las coordenadas de superficie y subsuelo serán las mismas, lo que se debe modificar es la profundidad total hasta la que llega el pozo, esto se logra al dar clic en “Spreadsheet for active well”, donde se aparece una ventana.

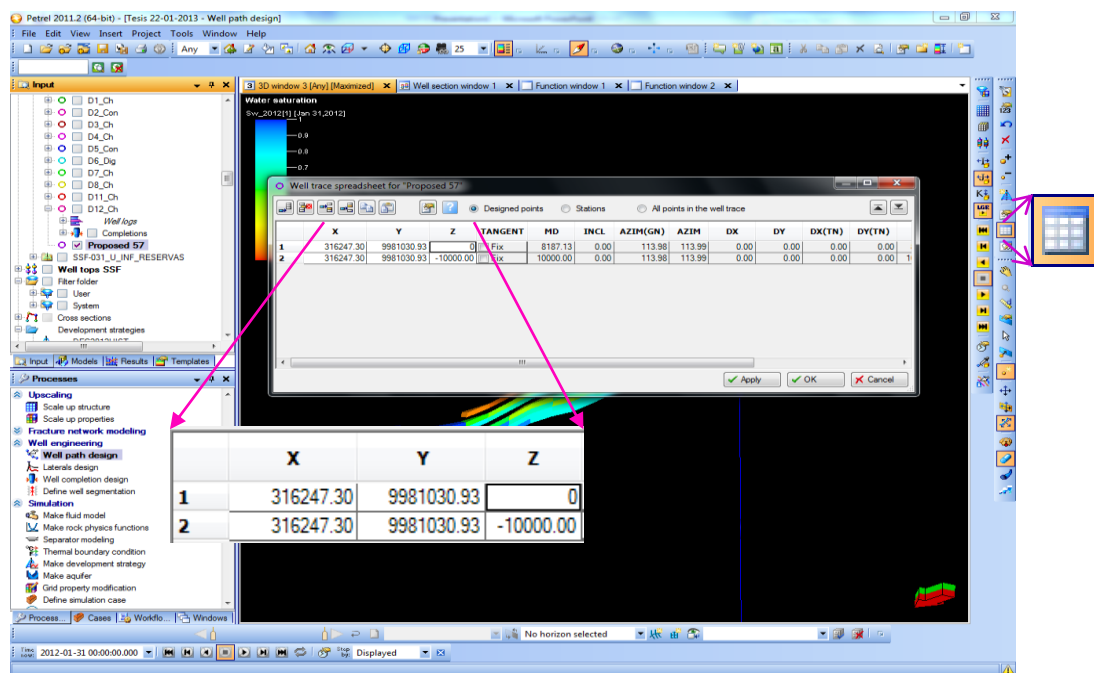


Gráfico 94. Coordenadas y profundidad total del nuevo pozo en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Luego, clic en “Apply” y “OK”. Se ha creado el pozo vertical.

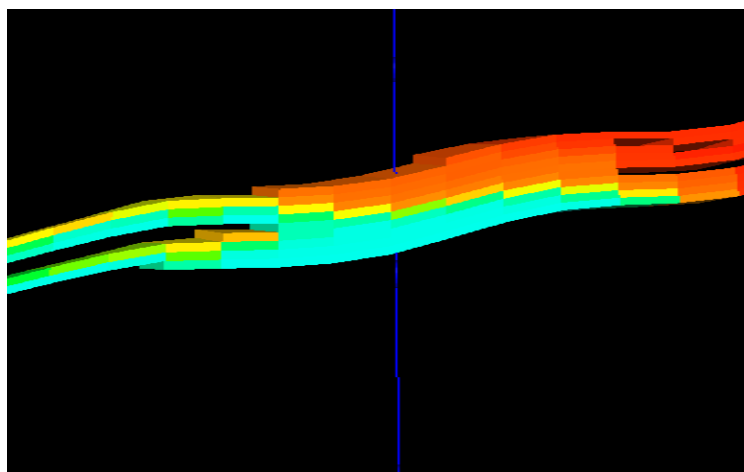


Gráfico 95. Esquema del nuevo pozo creado en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Para completar el pozo y definir los punzados, del panel “Well engineering” utilizamos la opción “Well completion design” de la barra de herramientas del Modelo Dinámico. Se activa una barra de herramientas, además se pueden visualizar las propiedades que se deseen, activándolas del Sector model donde se esté trabajando. En este caso se utilizó las Unidades de Flujo y la Saturación de Agua.

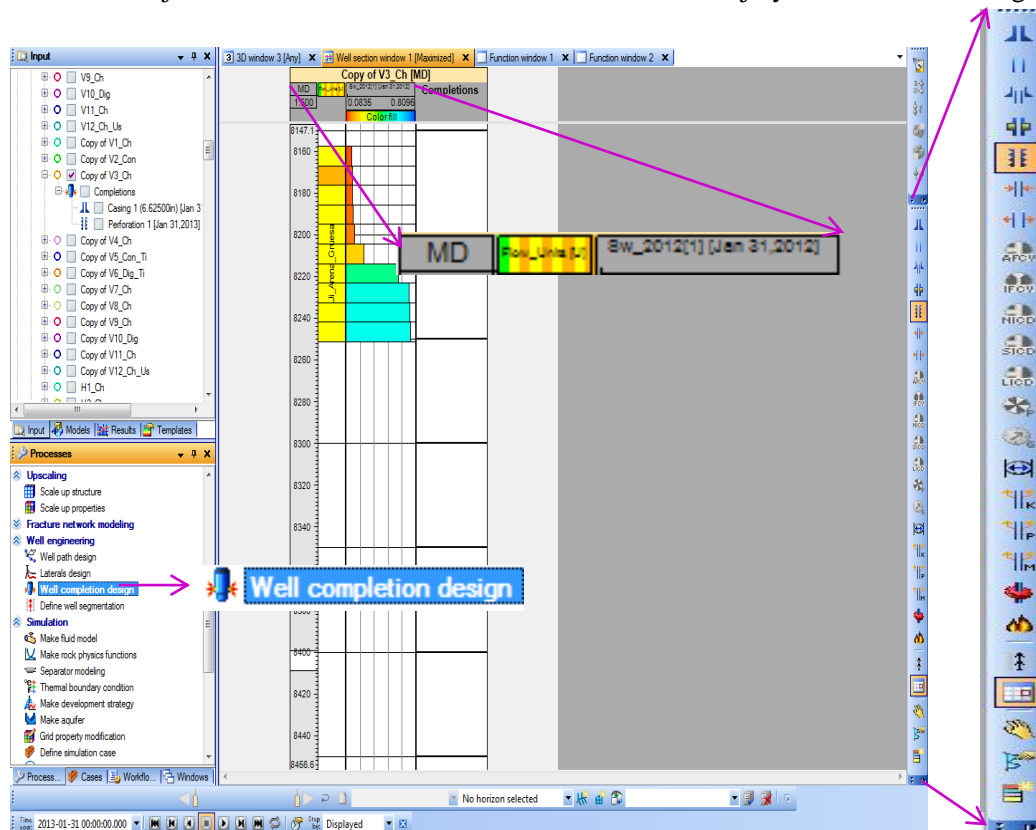


Gráfico 96. Herramientas del panel “Well completion design” de Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Dando doble clic en “Well completion design”, aparecerá una ventana de diálogo, donde se ingresa el pozo en el cual se está trabajando, se escoge las opciones que se adecúen a lo que se necesita. En el presente proyecto se utilizó la operación “Create simple completions” con las opciones “Create casing” y “Create perforations”.

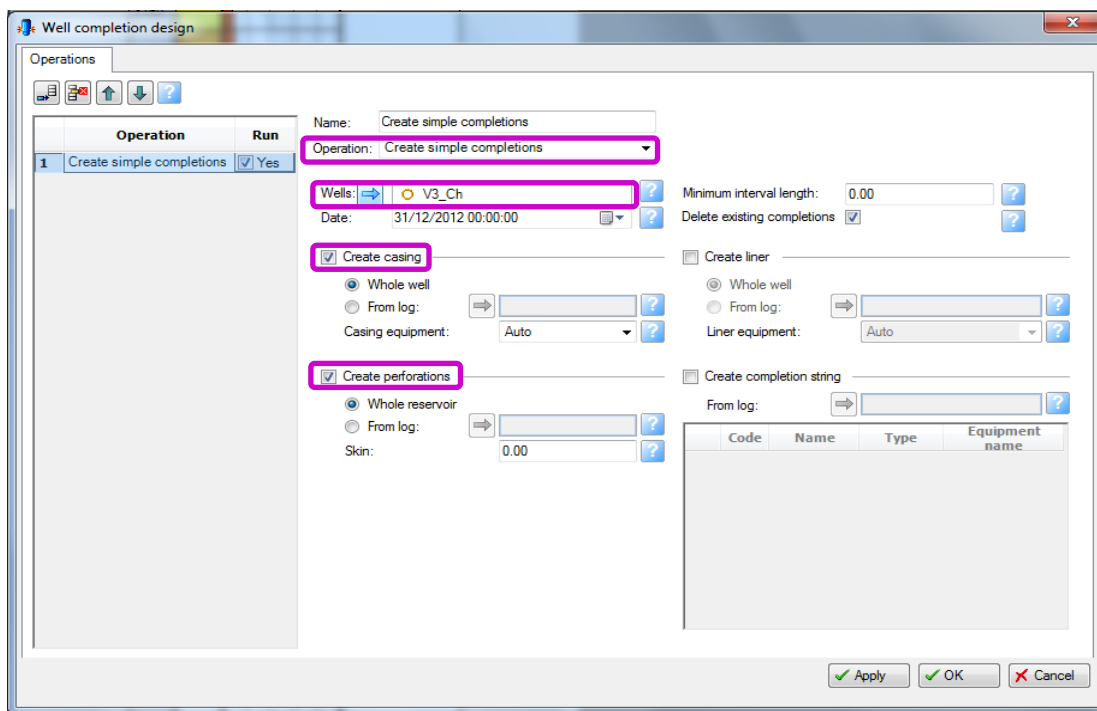


Gráfico 97. Opciones para completar un pozo en Petrel.
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.
Modificado por: Mónica Paredes

Inmediatamente, aparecen las completaciones que se hicieron en el pozo.

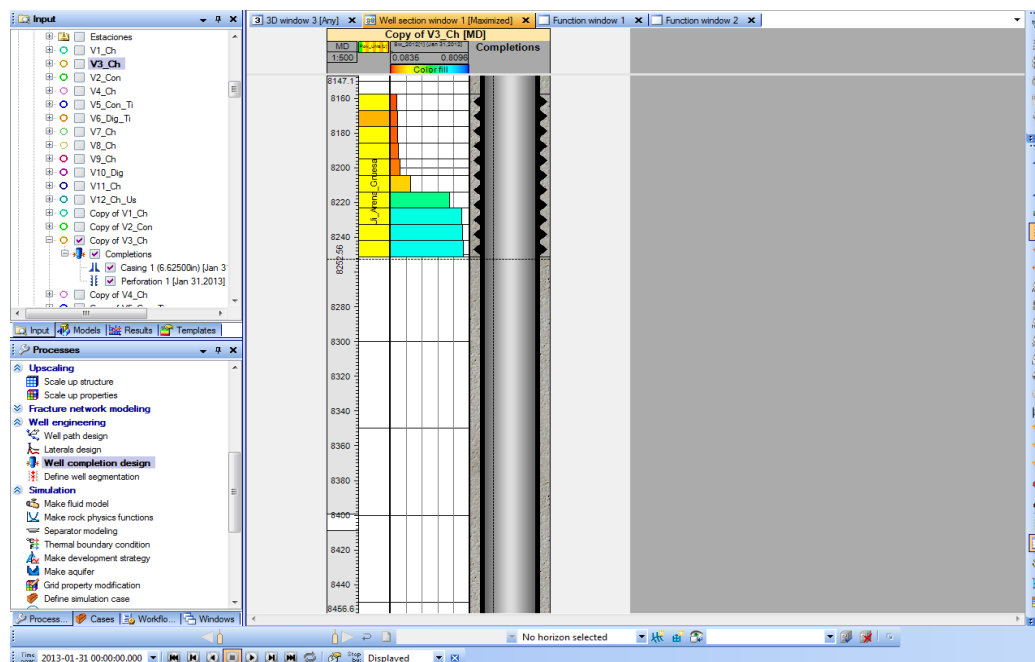


Gráfico 98. Esquema de un pozo completado en Petrel.
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.
Modificado por: Mónica Paredes.

Para comenzar con las predicciones de los diferentes casos definidos anteriormente, se debe definir una Estrategia de desarrollo (Development Strategy), o cual lo hacemos a través del panel “Simulation” de la barra del Modelo Dinámico, activando la opción “Make development strategy” donde se debe determinar el tipo de estrategia con la que se va a trabajar, para el presente proyecto se utilizó como estrategia a la Predicción (Prediction). Además se debe determinar los parámetros con los que va a trabajar la estrategia, en este caso se utilizó el control de producción por presión. Introducimos el draw down con la que vamos a trabajar de acuerdo a los casos de predicción ya definidos anteriormente.

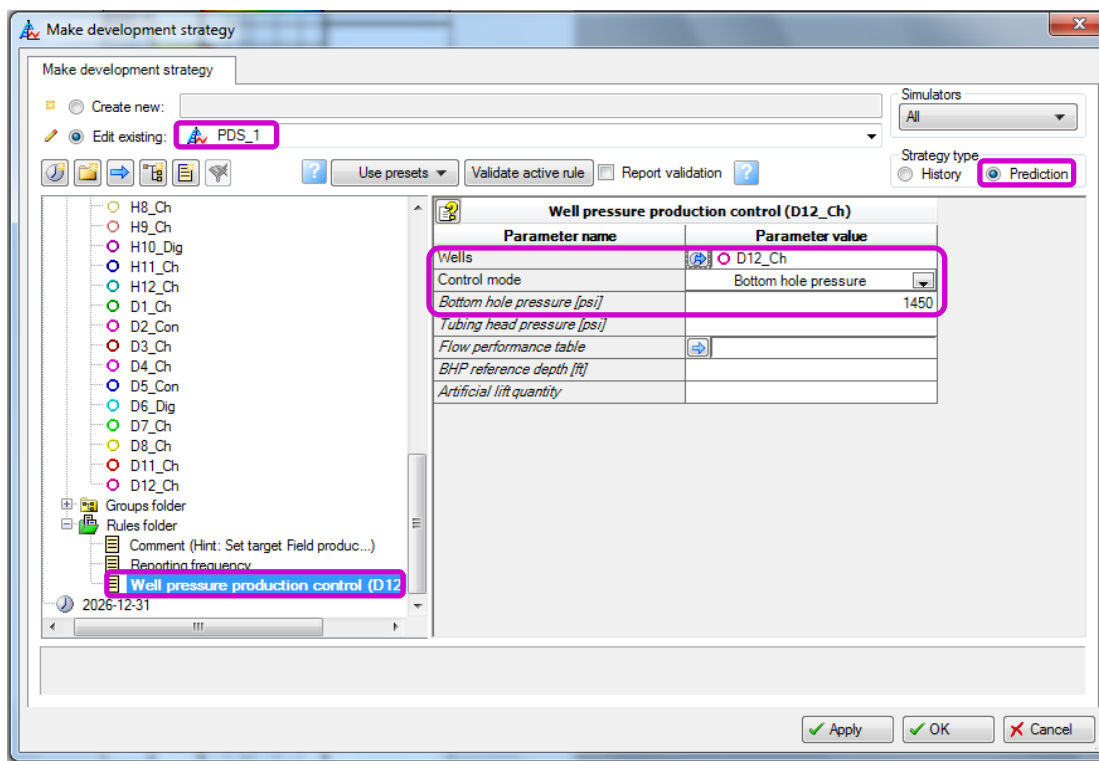


Gráfico 99. Reglas para definir una Estrategia de Desarrollo en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Luego de haber definido la estrategia con la que se va a trabajar, se crea el Caso (Case), con el botón “Define simulation case”, ubicado en el panel “Simulation”; en el cual se debe introducir todas las propiedades del sector model, la estrategia establecida anteriormente y los resultados que se desean visualizar.

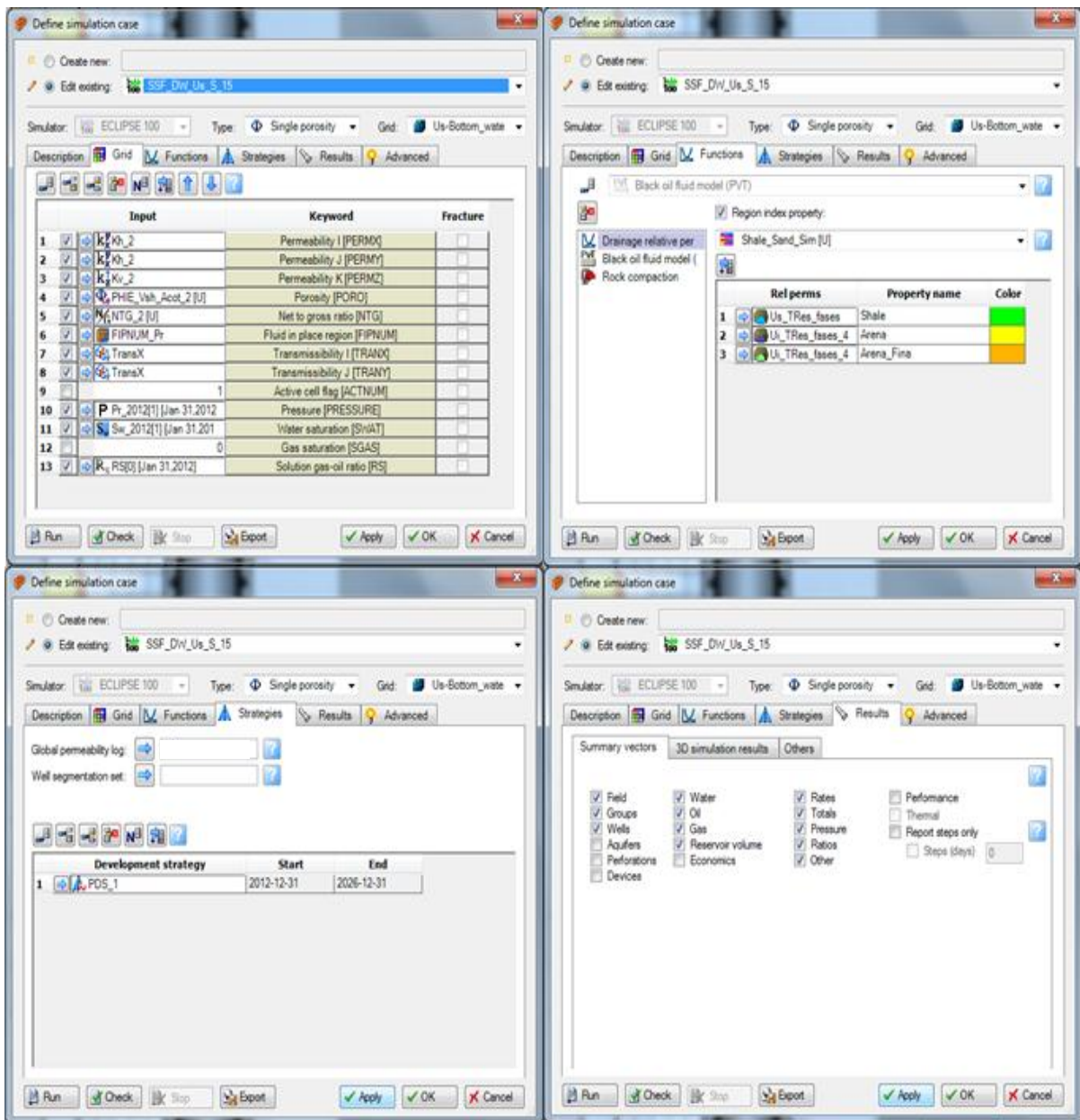


Gráfico 100. Información para definir un Caso en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Después de haber definido el Caso, se corre la simulación, como son pequeños modelos (Sector Models), las corridas no se demoran más de 2 minutos. Luego en el panel “Results” del Modelo Estático se puede visualizar la producción de petróleo, agua, gas y líquido que se obtiene de la simulación. Se pueden presentar los resultados de manera gráfica y fácil.

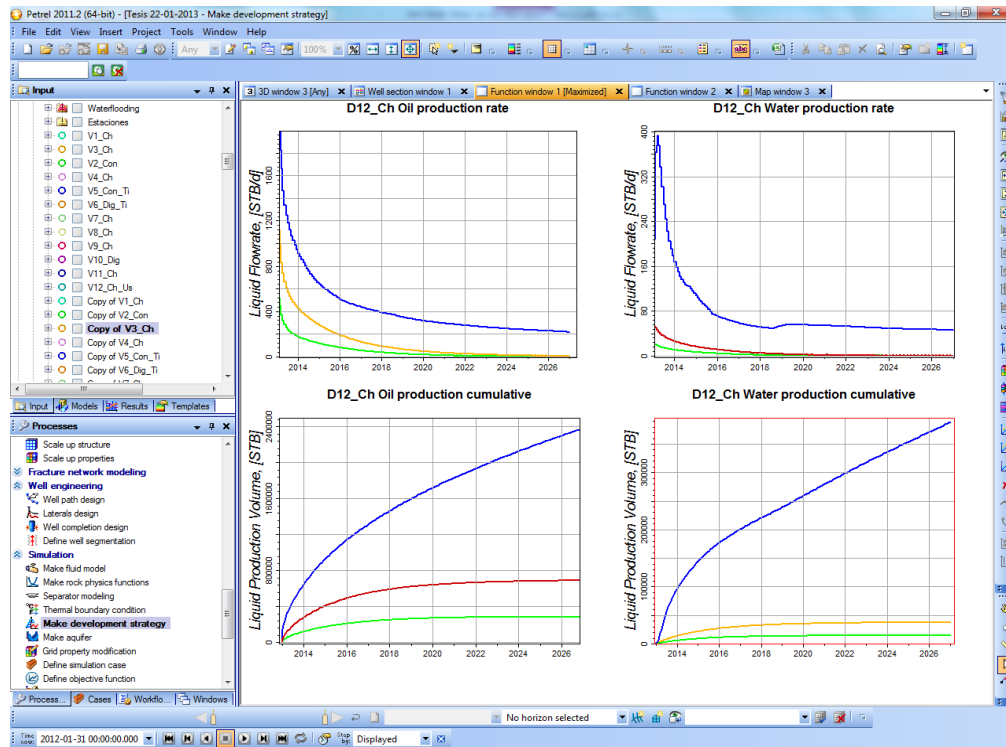


Gráfico 101. Resultados obtenidos de la simulación de un Caso en Petrel.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Para el caso de un pozo direccional prácticamente se debe dibujar la trayectoria del pozo con el ángulo deseado; lo cual se logra con la herramienta “Add new points” que permite dibujar puntos consecutivos siguiendo una trayectoria.

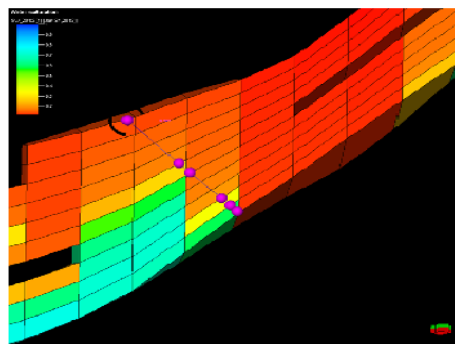


Gráfico 102. Esquema de un pozo direccional con un ángulo de 45° de desviación con respecto de la vertical.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Para un Pozo Horizontal al igual que en los pozos direccionales, la trayectoria se debe dibujar; para estos pozos solo se dibujara la trayectoria a través de la zona de pago. En este proyecto, la trayectoria de la longitud horizontal del pozo no es rígidamente horizontal, sino más bien se sigue la trayectoria de los estratos de las formaciones con el fin de evitar zonas de alta saturación de agua o de adentrarse a zonas de arcilla. La longitud del tramo lateral se puede medir con la ayuda de la herramienta “Measure Distance”. Al simular este tipo de pozos se encontró un problema, que las caídas de presión por fricción en el tramo horizontal no se habían tomado en cuenta, por lo que se obtuvieron resultados no confiables. Después de detectar el problema, se introdujeron las pérdidas por fricción y por aceleración del flujo de fluidos en el tramo horizontal.

En el panel “Well Engineering” encontramos la opción “Define well segmentation”, al activar dicha opción aparece una ventana de diálogo en la cual especificamos las razones que se quiere tomar en cuenta para que hayan caídas de presión en la simulación de estos pozos. Se debe introducir todos los pozos que se van a simular con caídas de presión, escoger las razones de las caídas de presión y la longitud de los segmentos en que se dividirá al tramo horizontal del pozo. Después de definir la Estrategia de Desarrollo normalmente, en la definición del caso de simulación se debe introducir la segmentación de los pozos.

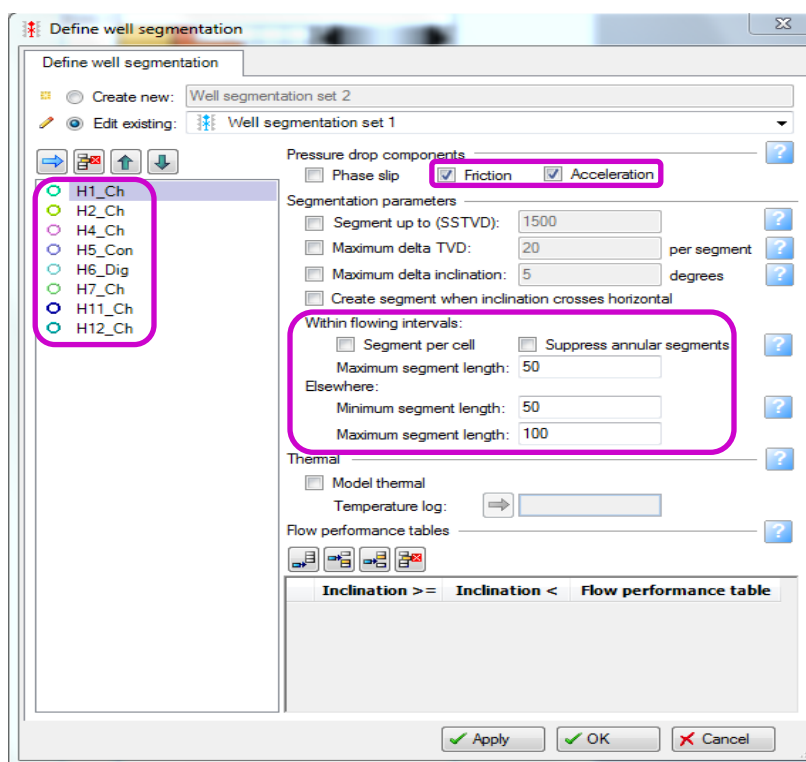


Gráfico 103. Opciones de la herramienta “Define Well Segmentation”

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

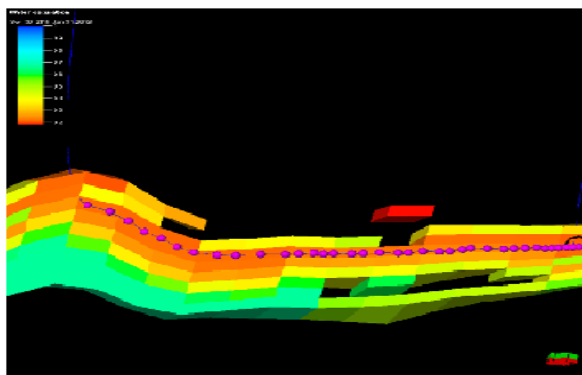


Gráfico 104. Esquema de un pozo horizontal siguiendo la trayectoria de los estratos de la formación.
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.
Modificado por: Mónica Paredes.

Para los pozos multilaterales, al igual que los desviados y horizontales se debe dibujar la trayectoria de los ramales que saldrán del pozo principal, que en este caso, es el pozo vertical. De acuerdo a los casos planteados, se tienen máximo tres ramales desde el pozo principal. Para estos pozos no se toman en cuenta las caídas de presión por fricción ni aceleración, debido a que la longitud de los ramales no sobrepasa los 1000 m de longitud.

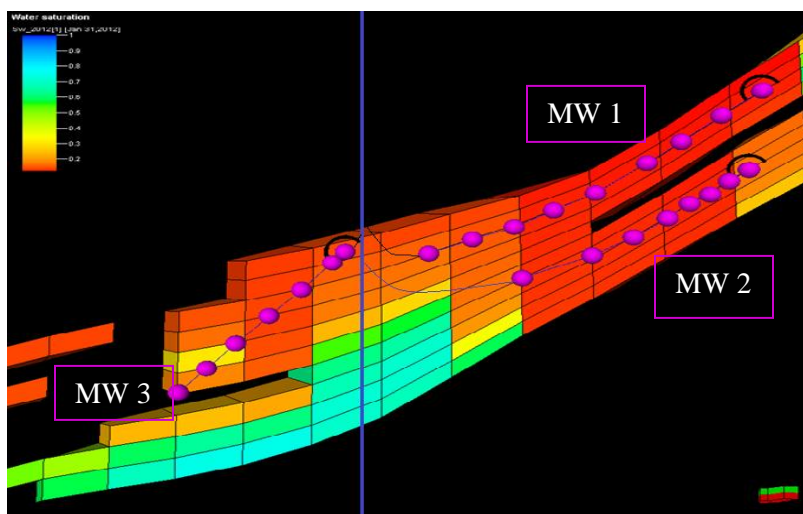


Gráfico 105. G. Esquema de un pozo multilateral
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.
Modificado por: Mónica Paredes.

Ejemplo Demostrativo de la Simulación de un pozo de la Arena U Inferior: Conificación

Pozo Vertical

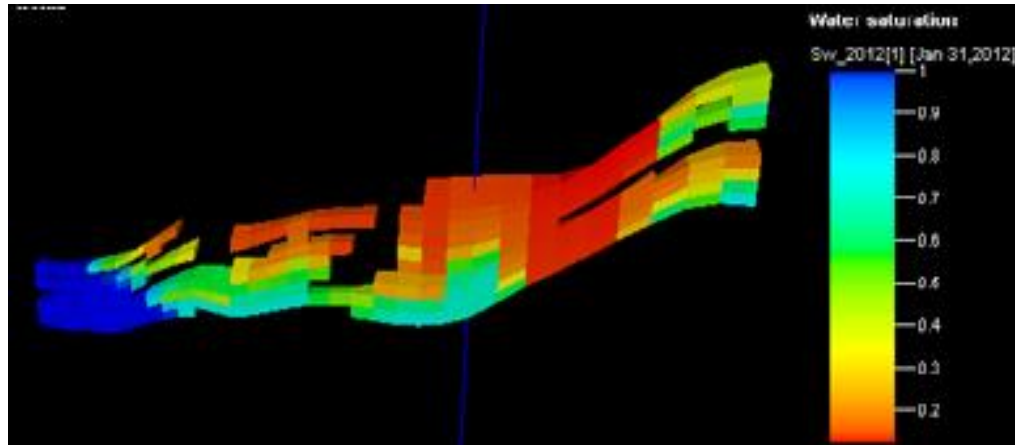


Gráfico 106. Esquema de un pozo vertical en un Sector Model.

Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Modificado por: Mónica Paredes.

Luego de crear el pozo vertical, se hacen las corridas de sensibilidad para los diferentes casos anteriormente explicados

- Punzonar solo la Zona de Pago

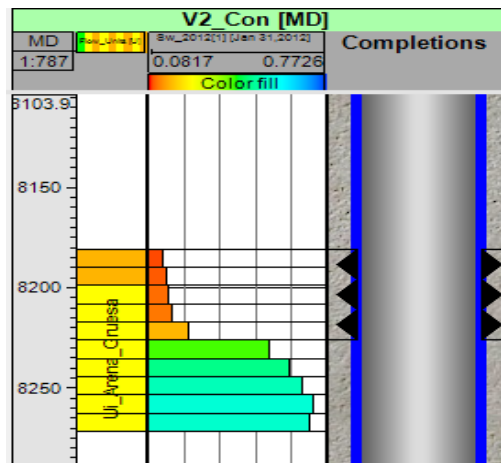


Gráfico 107. Completación de un pozo vertical: Punzonar Zona de Pago.

Elaborado por: Mónica Paredes.

A las diferentes presiones, se obtuvieron los siguientes resultados:

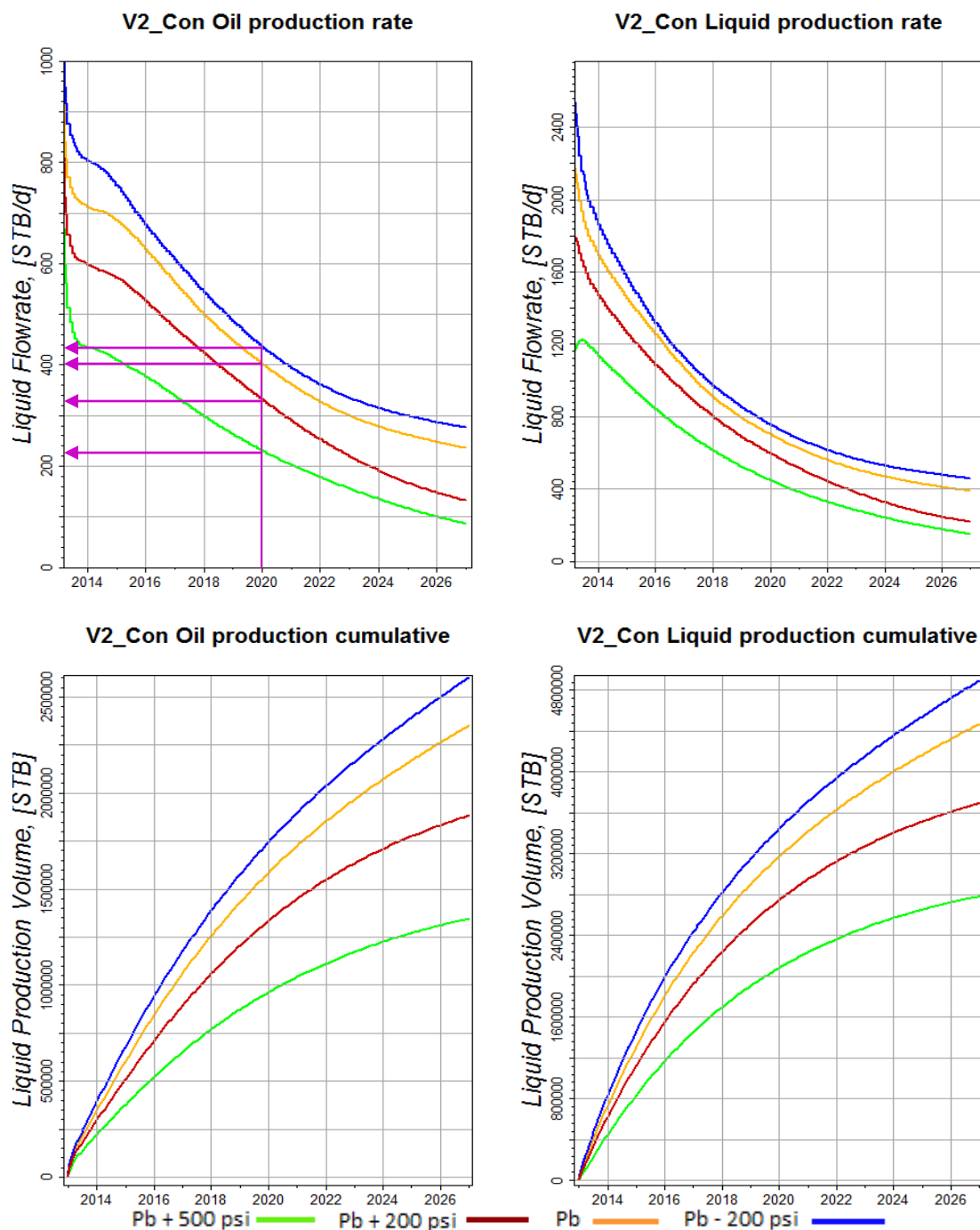


Gráfico 108. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down. Elaborado por: Mónica Paredes.

- Punzonar solo la Zona de Pago más la Zona de Transición

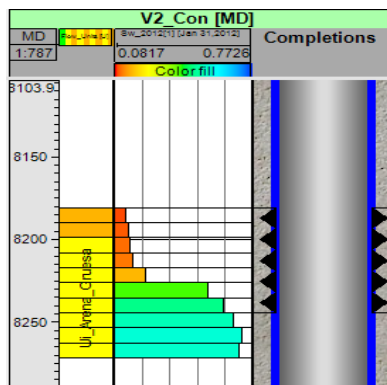


Gráfico 109. Completación de un pozo vertical: Punzonar Zona de Pago más Zona de Transición.
Elaborado por: Mónica Paredes.

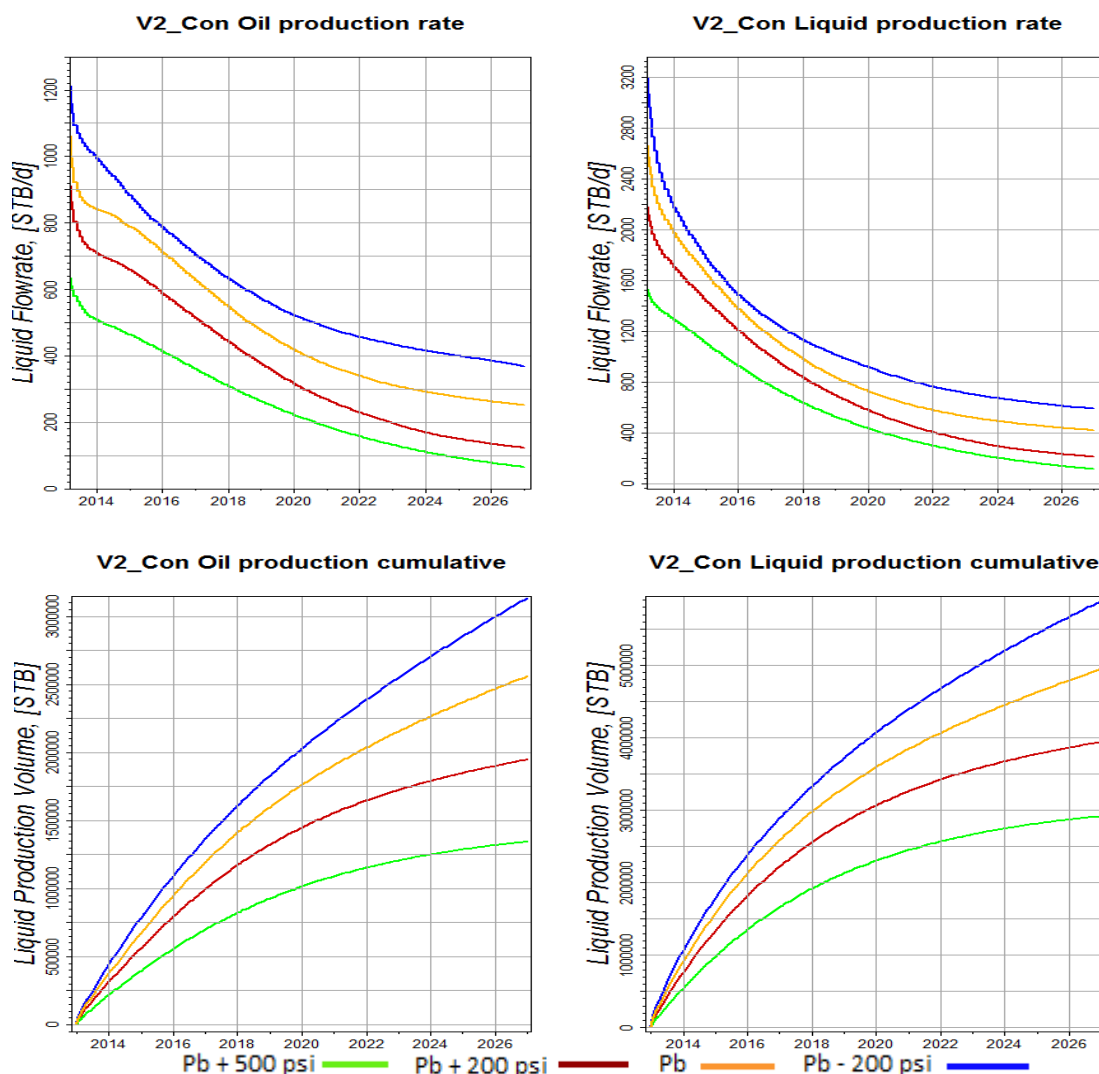


Gráfico 110. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de transición a diferentes draw down.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Punzonar toda la arena.

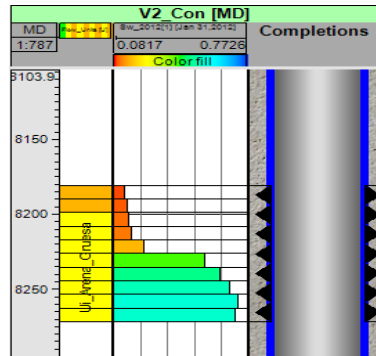


Gráfico 111. Completación de un pozo vertical: Punzonar toda la arena.
Elaborado por: Mónica Paredes.

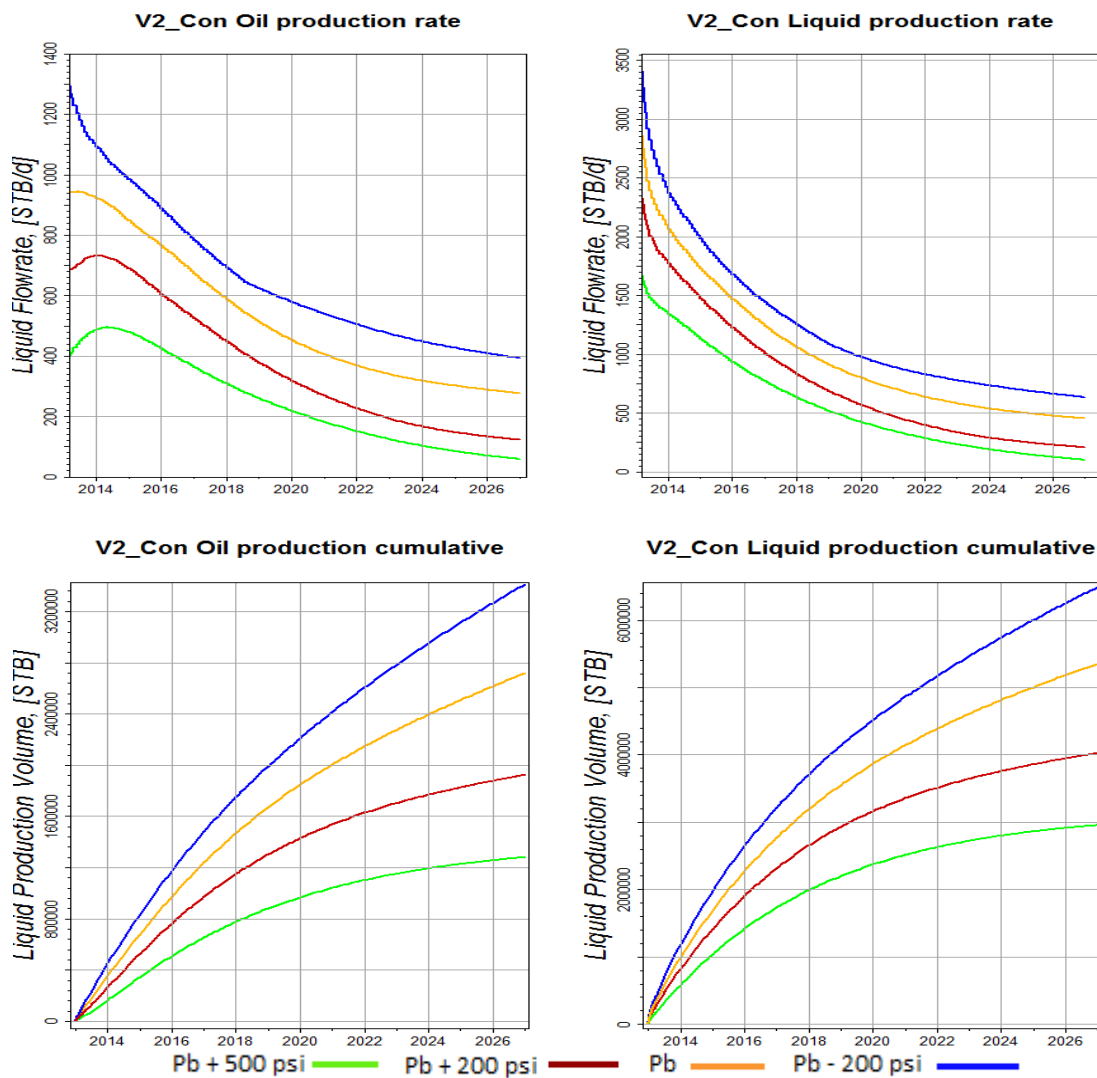


Gráfico 112. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Punzonar solo la Zona de Pago más la Zona de Agua: selección Selectiva

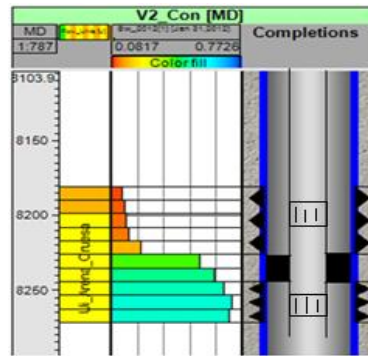


Gráfico 113. Completación de un pozo vertical: Punzonar la zona de pago más la zona de agua.
Elaborado por: Mónica Paredes.

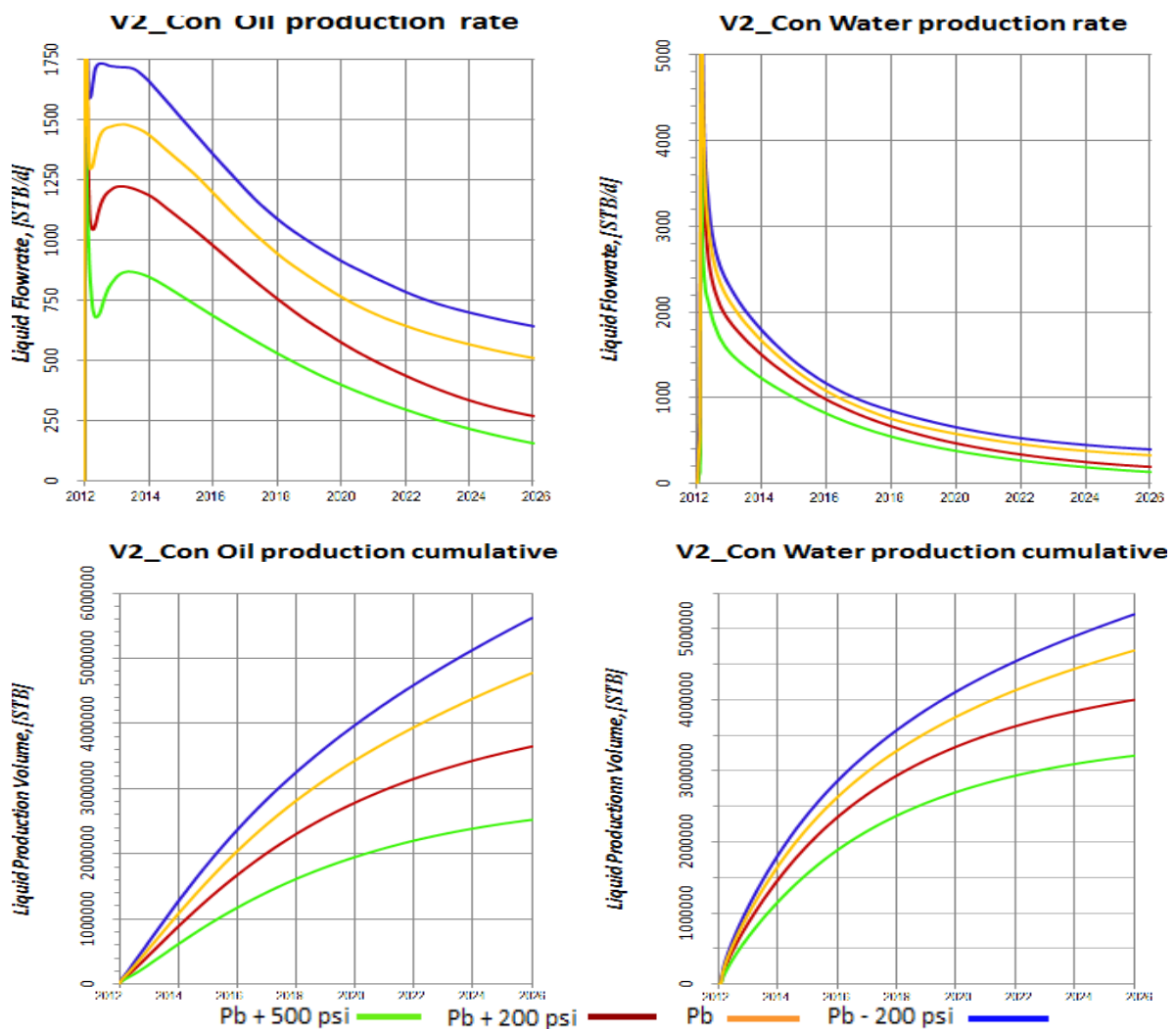


Gráfico 114. Resultados obtenidos del caso de Punzonar Zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down.

Elaborado por: Mónica Paredes.

Pozo Direccional

- Con Ángulo de 15° de desviación con respecto a la vertical

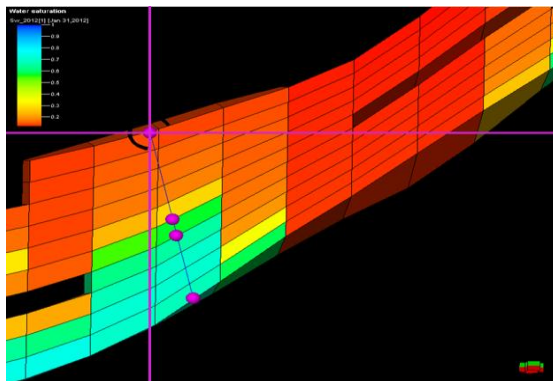


Gráfico 115. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 15°.
Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar toda la arena

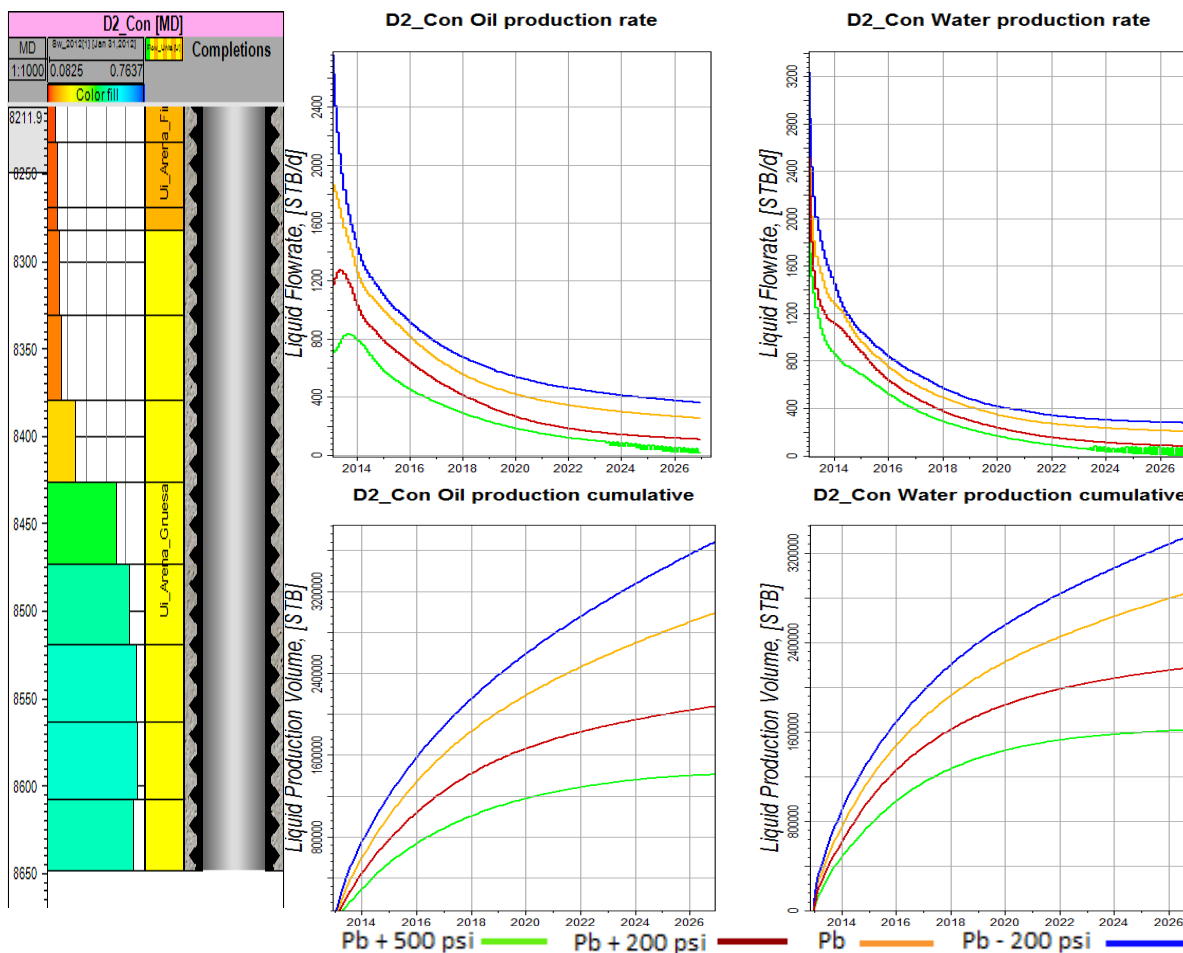


Gráfico 116. K. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. K-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.
Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar Zona de Pago

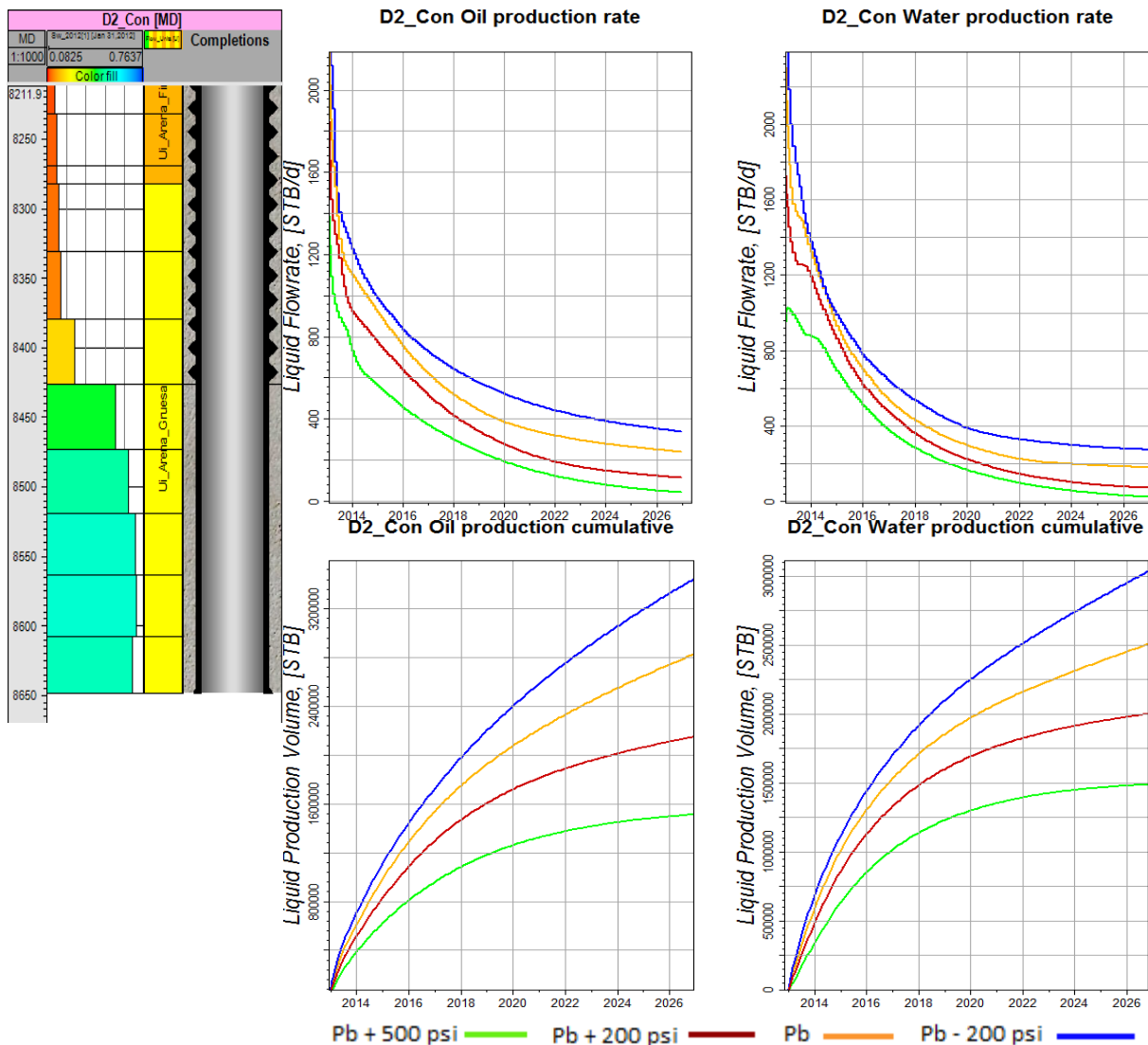


Gráfico 117. L. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago. L-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Punzonar Zona de Pago más zona de agua: Completación Selectiva.

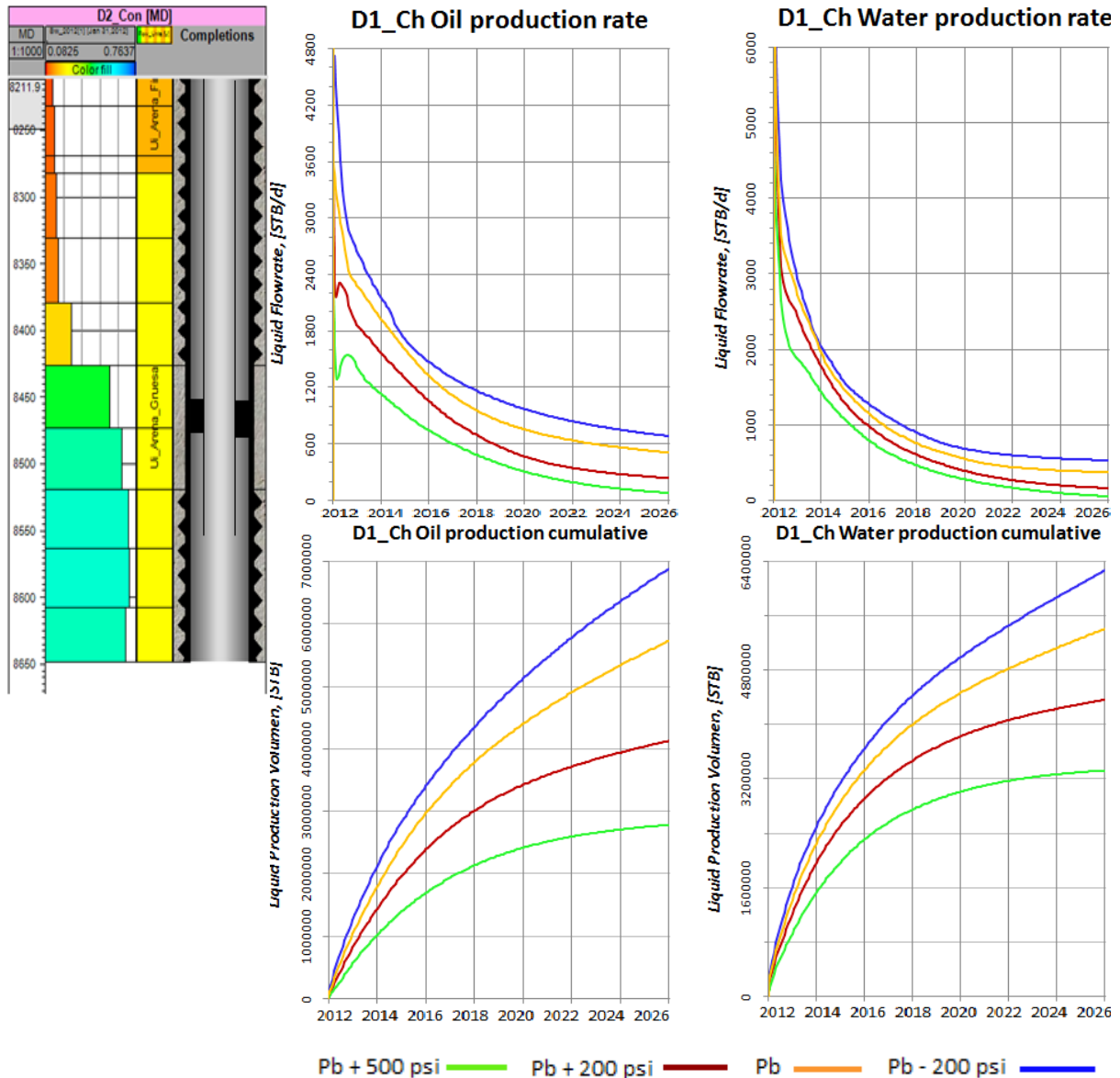


Gráfico 118. M. Completación de un pozo direccional con 15° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago más zona de agua. M-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down para pozo direccional con 15° de ángulo de desviación.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Con Ángulo de 30° de desviación con respecto a la vertical

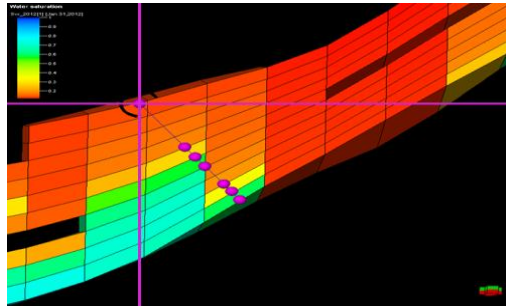


Gráfico 119. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 30°.
Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar toda la arena

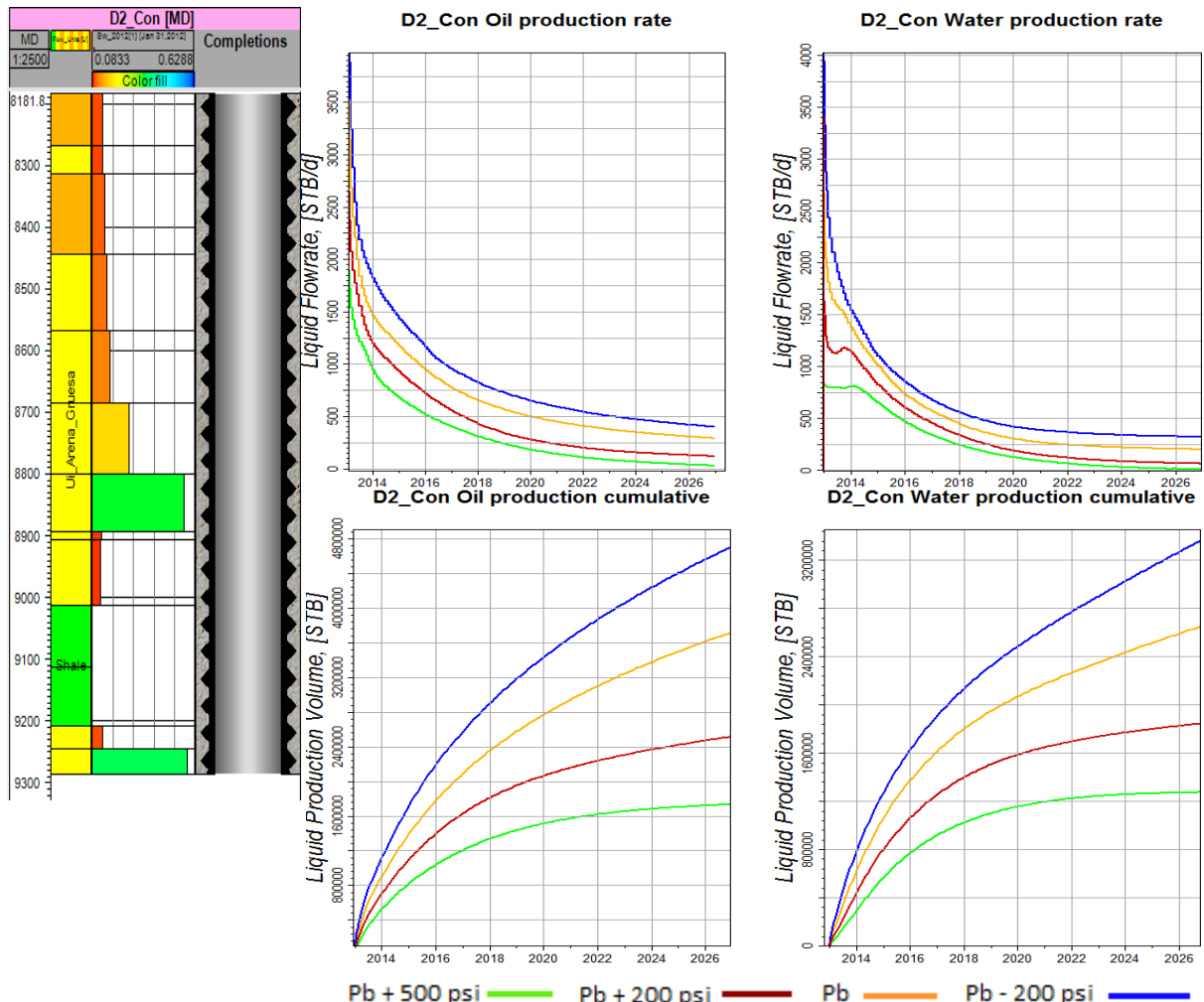


Gráfico 120. N. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. N-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación.
Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar Zona de Pago

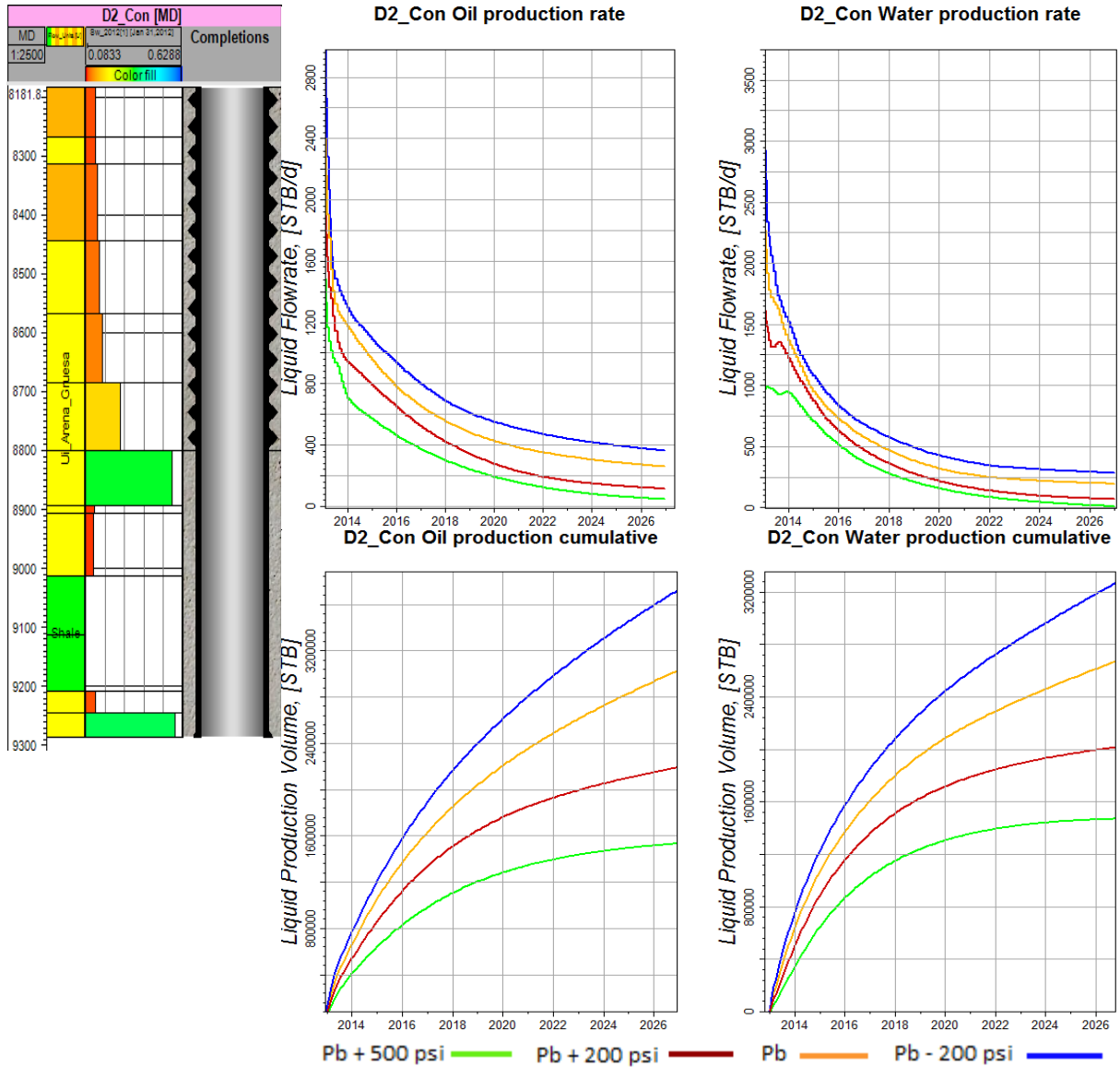


Gráfico 121. O. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago. O-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación. Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar Zona de Pago más Zona de Transición

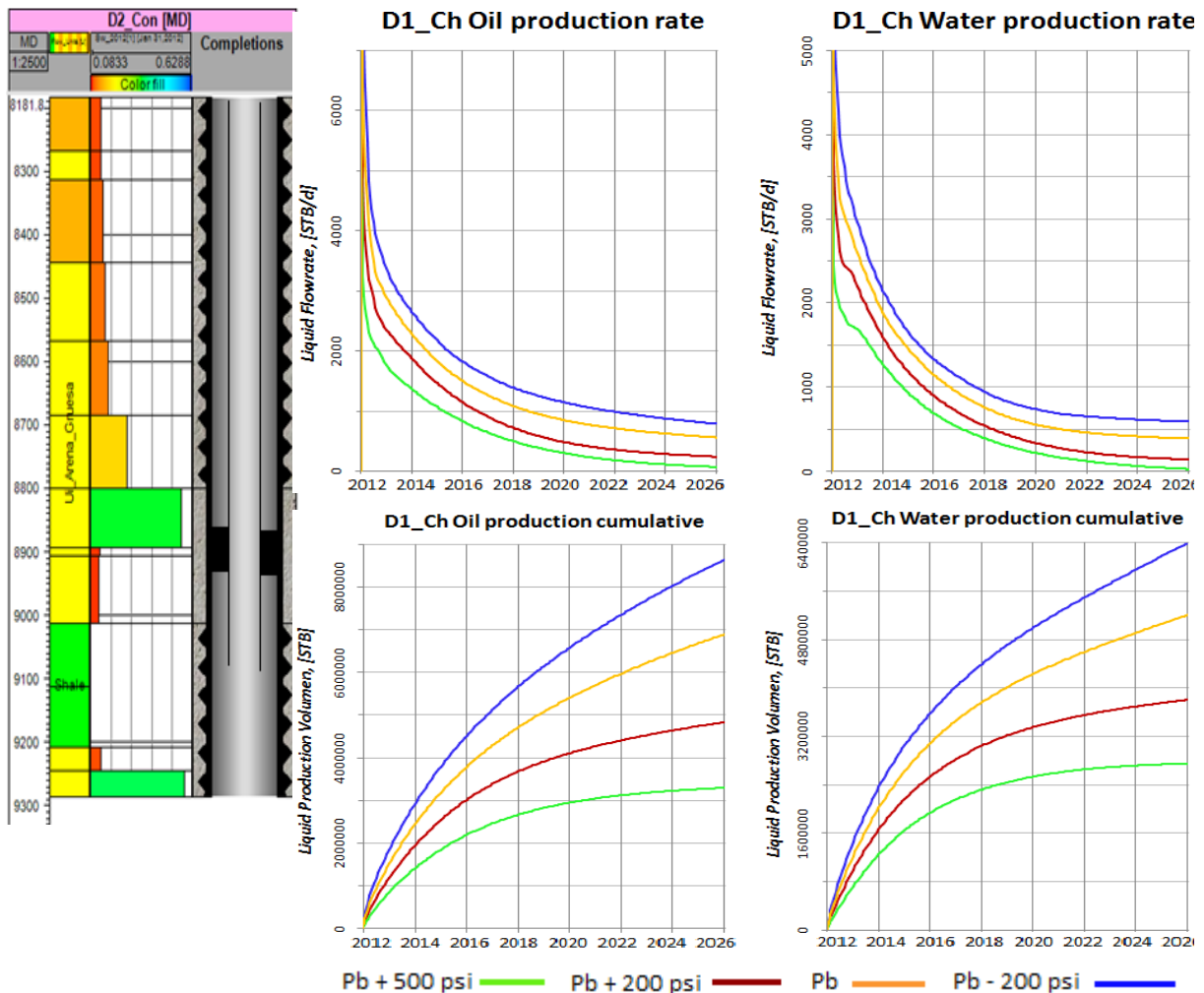


Gráfico 122. P. Completación de un pozo direccional con 30° de ángulo de desviación: Punzonar zona de pago más zona de agua. P-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar la zona de pago más la zona de agua a diferentes draw down para pozo direccional con 30° de ángulo de desviación.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Con Ángulo de 45° de desviación con respecto a la vertical

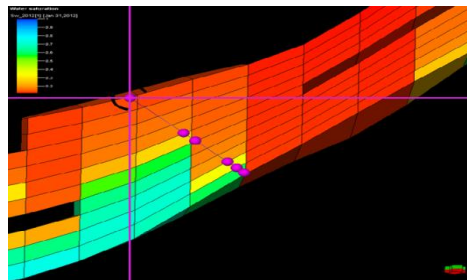


Gráfico 123. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 45°.

Elaborado por: Mónica Paredes.

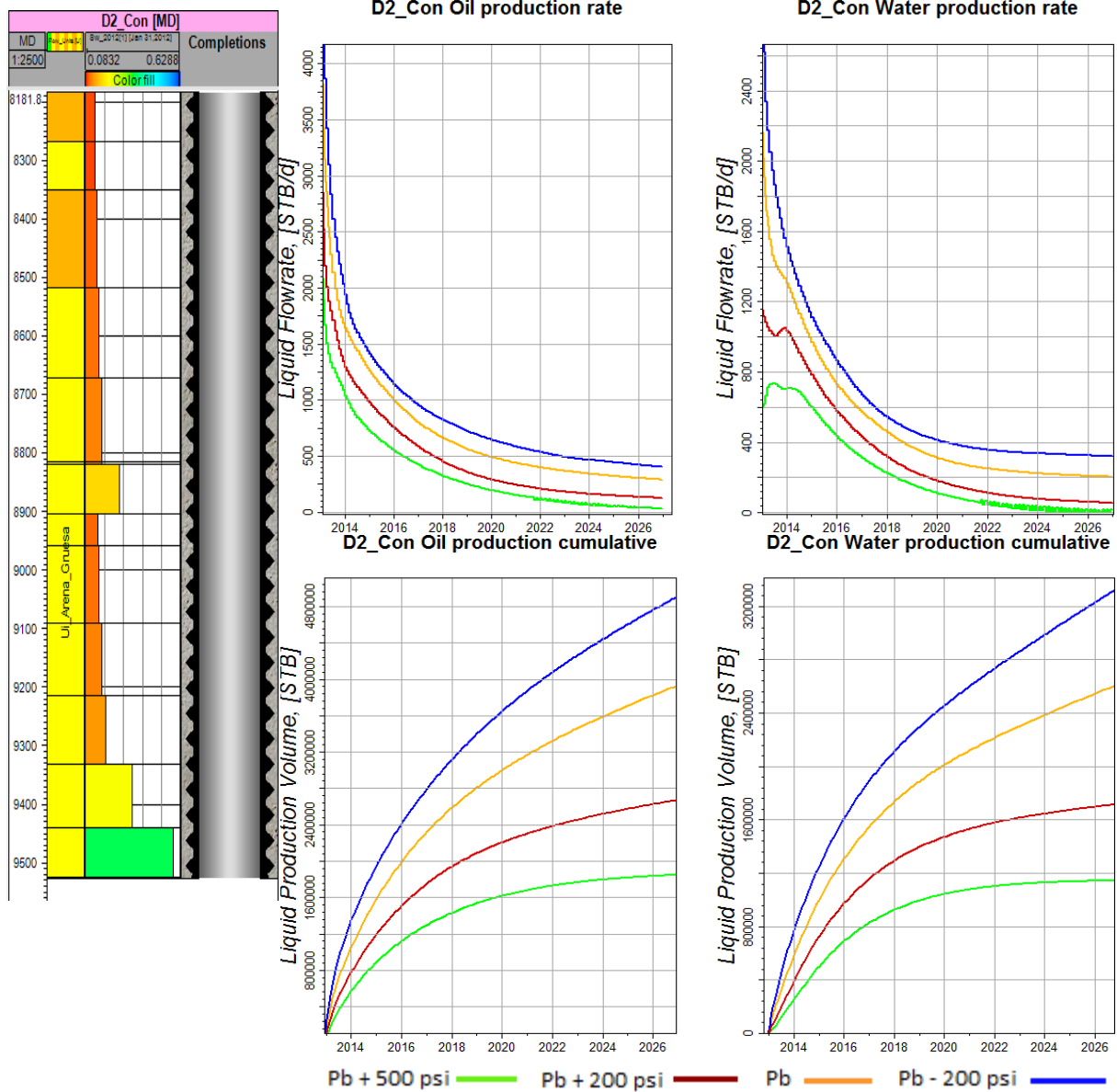


Gráfico 124. Q. Completación de un pozo direccional con 45° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. Q-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 45° de ángulo de desviación.
Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar la Zona de Pago

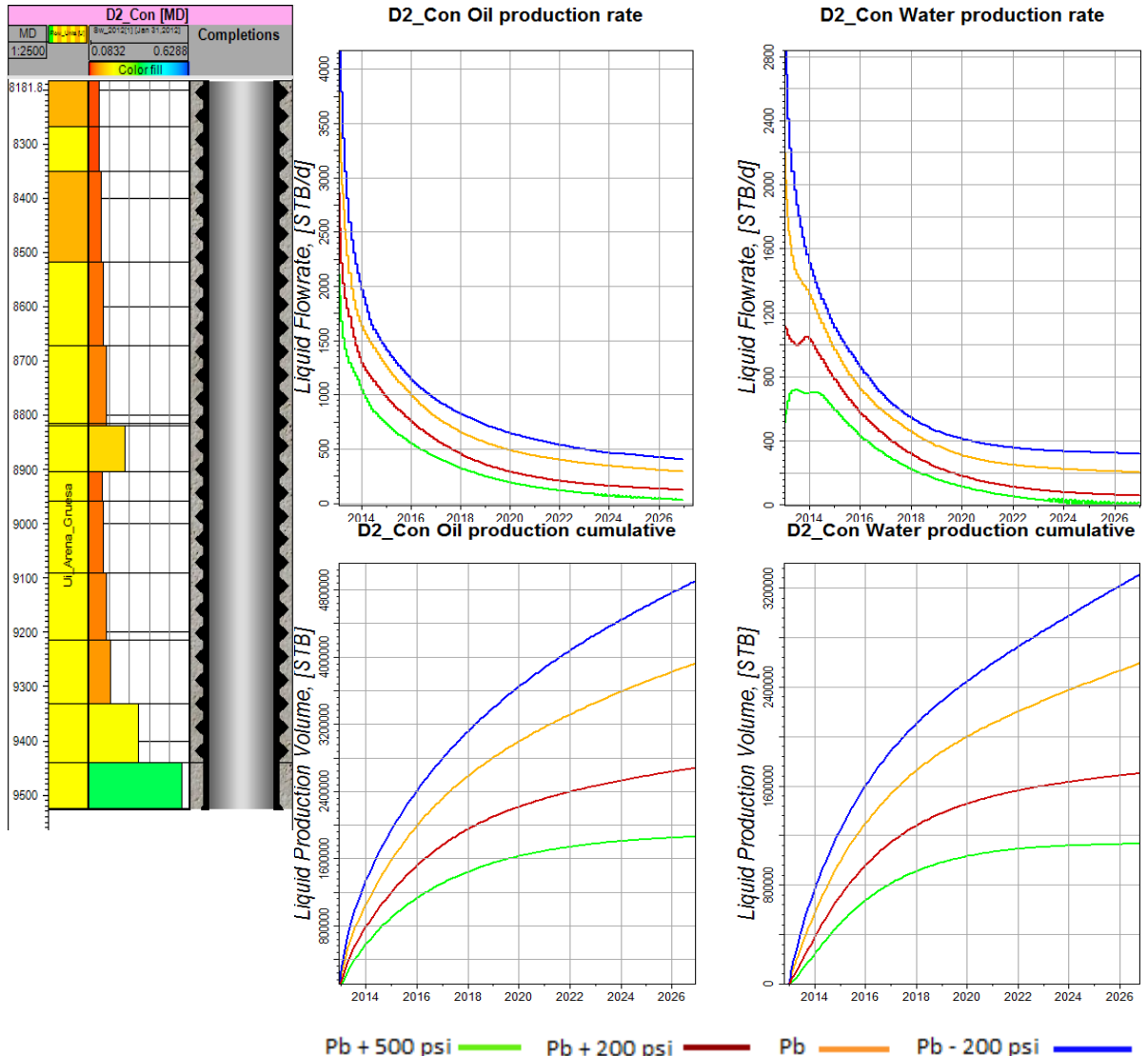


Gráfico 125. R. Completación de un pozo direccional con 45° de ángulo de desviación: Punzonar la zona de pago. R-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la zona de pago a diferentes draw down para pozo direccional con 45° de ángulo de desviación. Elaborado por: Mónica Paredes.

En este pozo, a estas condiciones no se tiene el caso de punzonar la zona de pago más la zona de agua, ya que como se había planteado anteriormente, la zona de agua constituye aquella zona con más del 60% de saturación de agua, y en este caso no se tienen zonas con esa saturación de agua.

- Con Ángulo de 60° de desviación con respecto a la vertical

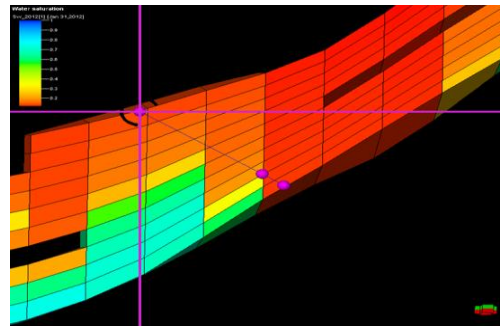


Gráfico 126. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 60°. Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar toda la arena

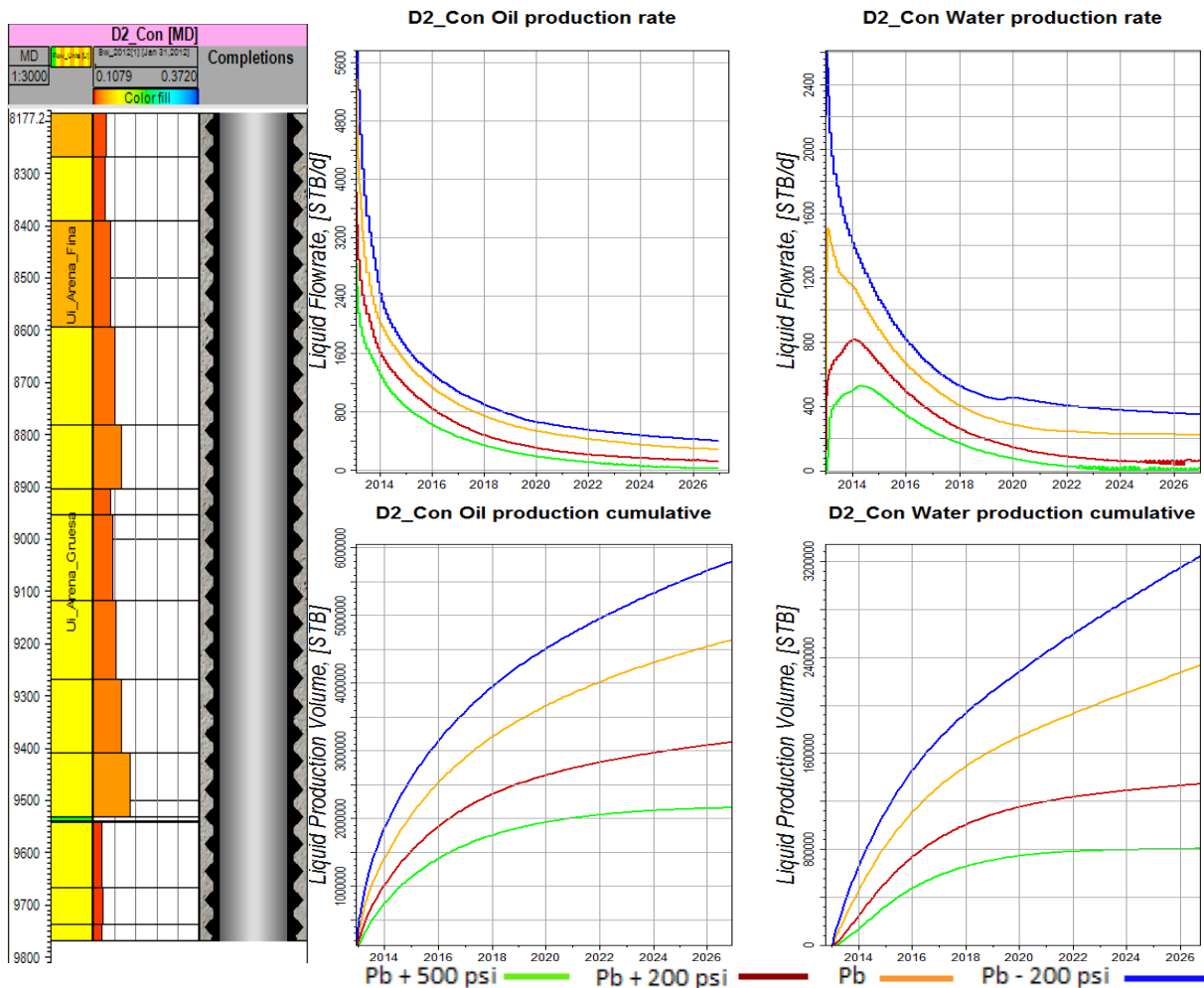


Gráfico 127. S. Completación de un pozo direccional con 60° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena.S-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 60° de ángulo de desviación. Elaborado por: Mónica Paredes.

En este pozo, a estas condiciones no se tiene el caso de punzonar solo la zona de pago y el caso de punzonar la zona de pago más la zona de agua, ya que con éste ángulo, el pozo tiene contacto solamente con zona de pago, en toda la arena.

- Con Ángulo de 75° de desviación con respecto a la vertical

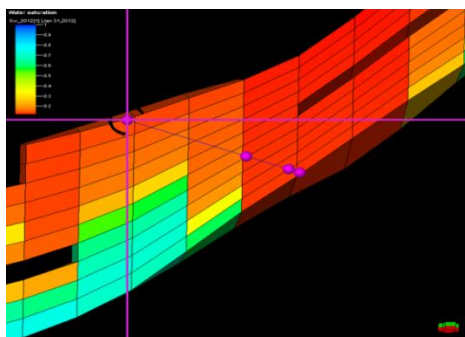


Gráfico 128. Esquema de un pozo direccional con ángulo de desviación de 75°. Elaborado por: Mónica Paredes.

➤ Punzonar toda la arena

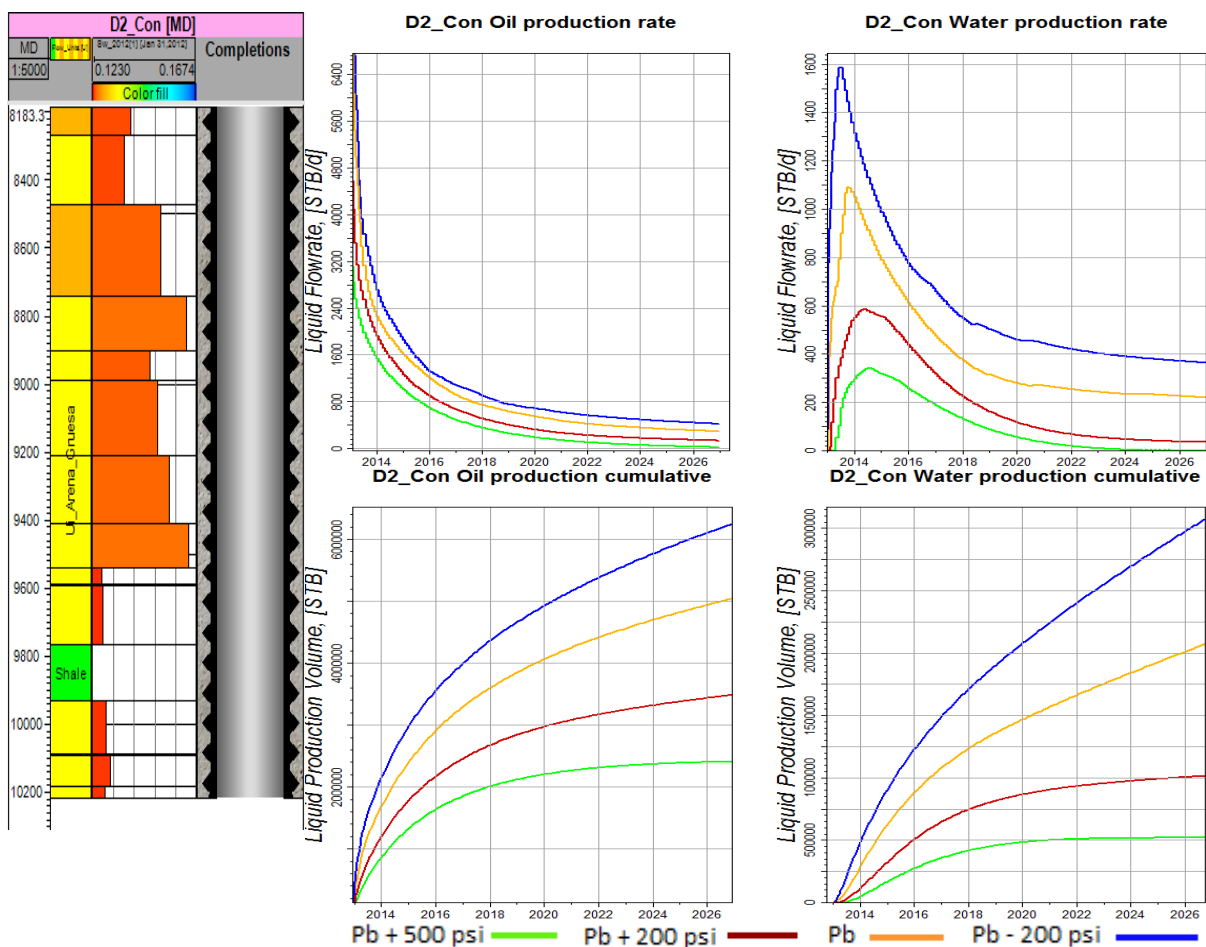


Gráfico 129. T. Completación de un pozo direccional con 75° de ángulo de desviación: Punzonar toda la arena. T-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar toda la arena a diferentes draw down para pozo direccional con 75° de ángulo de desviación.

Elaborado por: Mónica Paredes.

En este pozo, a estas condiciones no se tiene el caso de punzonar solo la zona de pago y el caso de punzonar la zona de pago más la zona de agua, ya que con éste ángulo, el pozo tiene contacto solamente con zona de pago, en toda la arena.

Pozo Horizontal

En este tipo de pozos se simuló que atraviesan solamente la zona de pago, a los diferentes draw down con su respectiva longitud horizontal que varía desde 2000 m a 50 m.

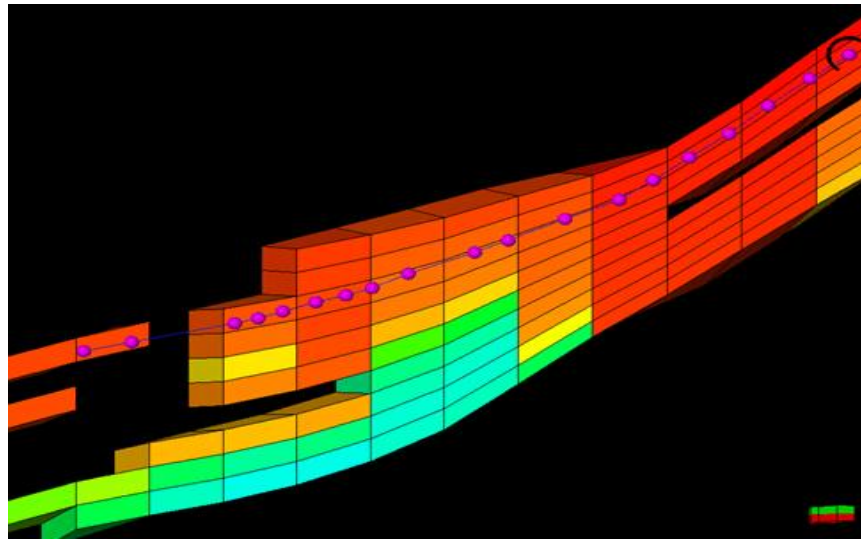


Gráfico 130. Esquema de un pozo horizontal con tramo horizontal de 2000m.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 2000 m

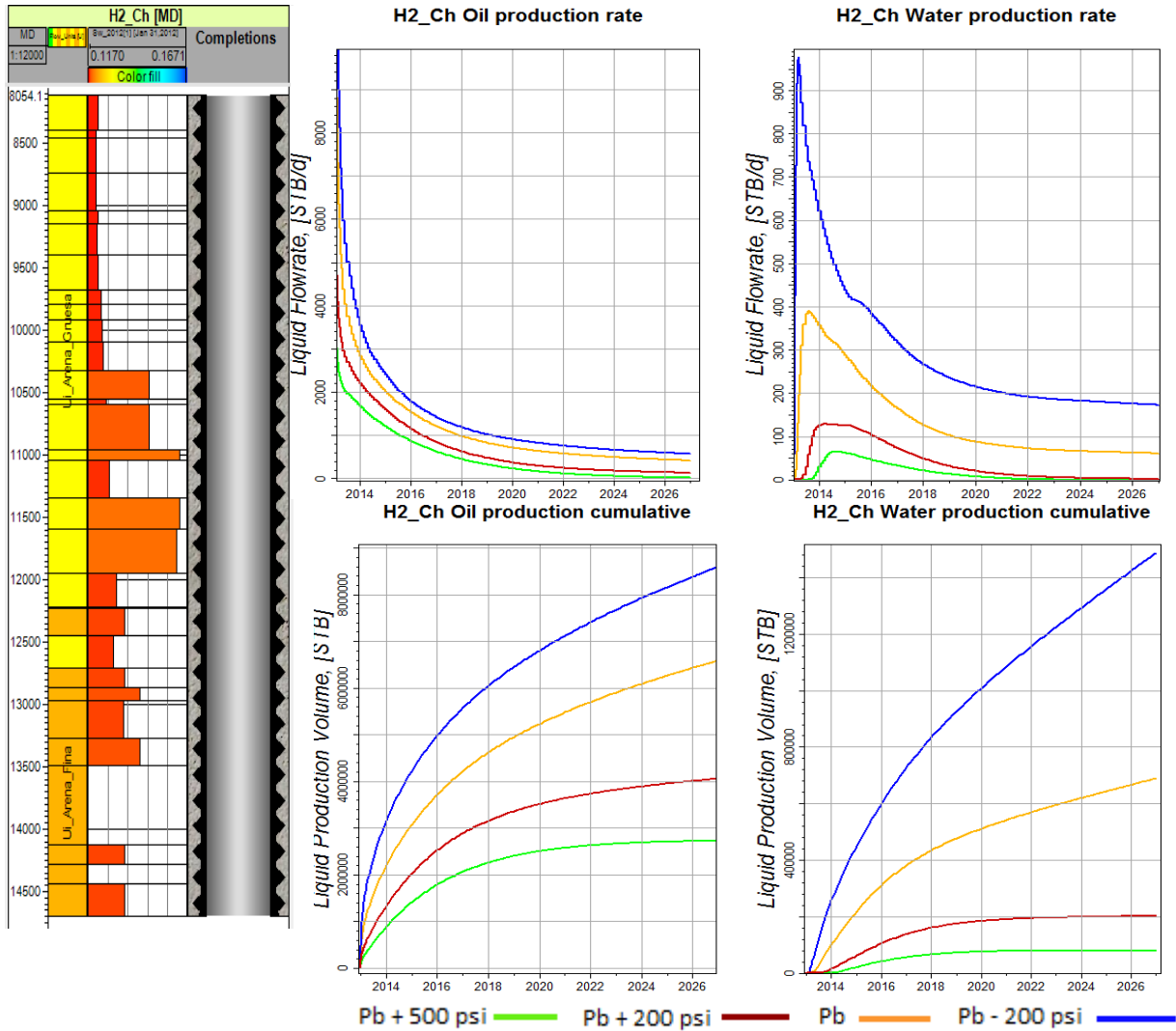


Gráfico 131. T. Completación de un pozo horizontal de 2000m de longitud horizontal. T-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 2000m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 1500 m

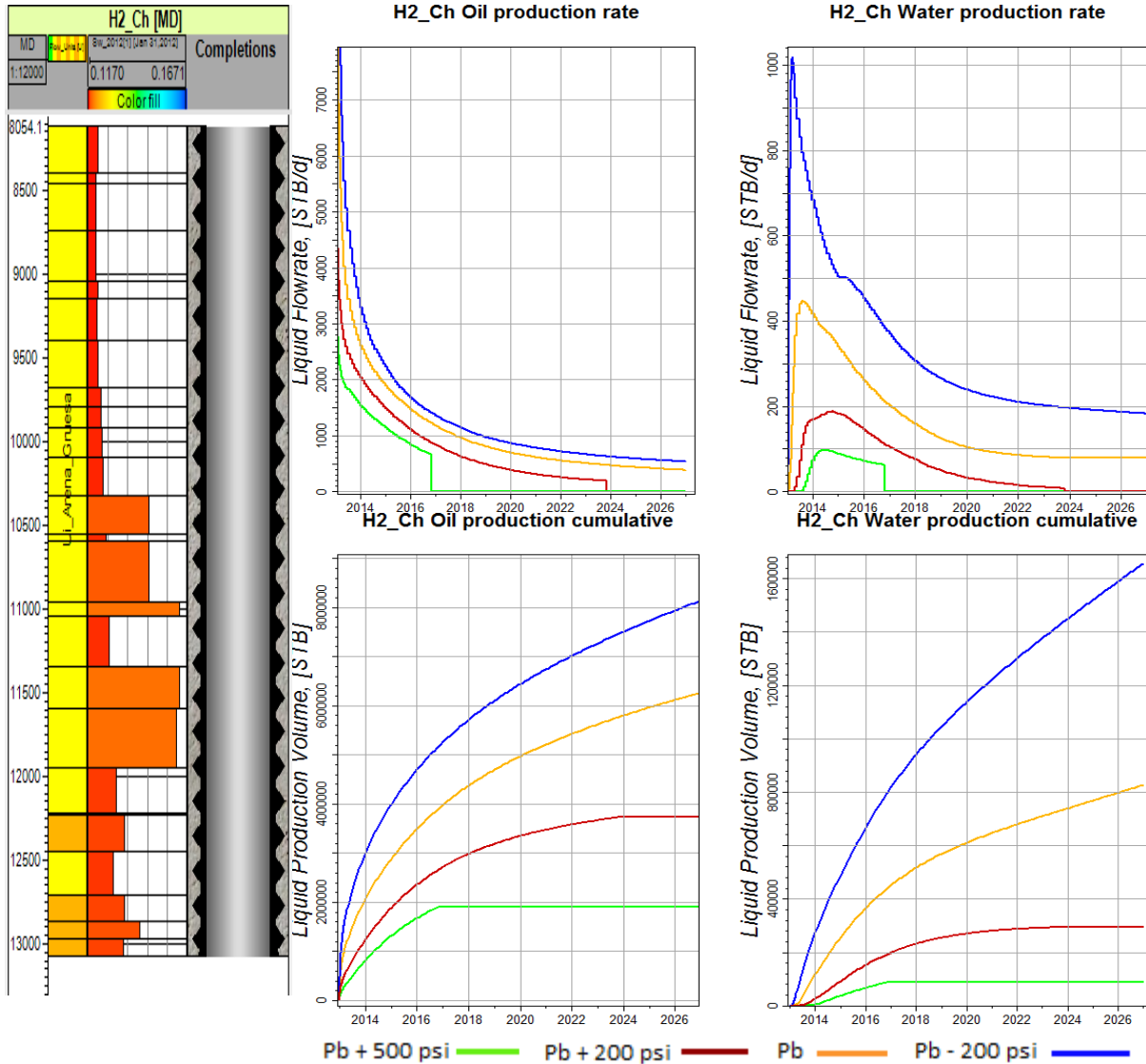


Gráfico 132. U. Completación de un pozo horizontal de 1500m de tramo horizontal. U-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1500m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 1200 m

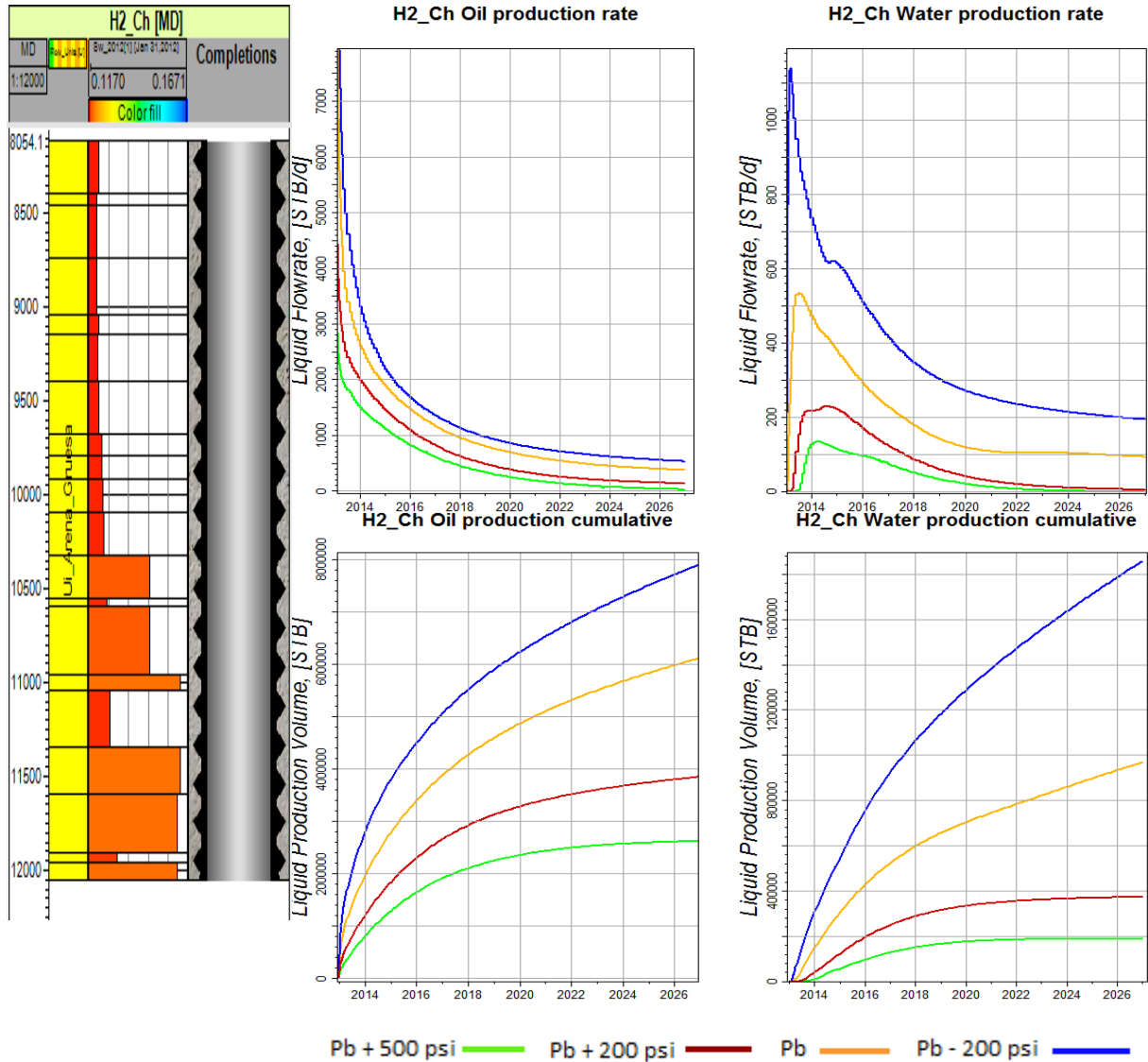


Gráfico 133. V. Completación de un pozo horizontal de 1200m de tramo horizontal. V-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1200m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 1000 m

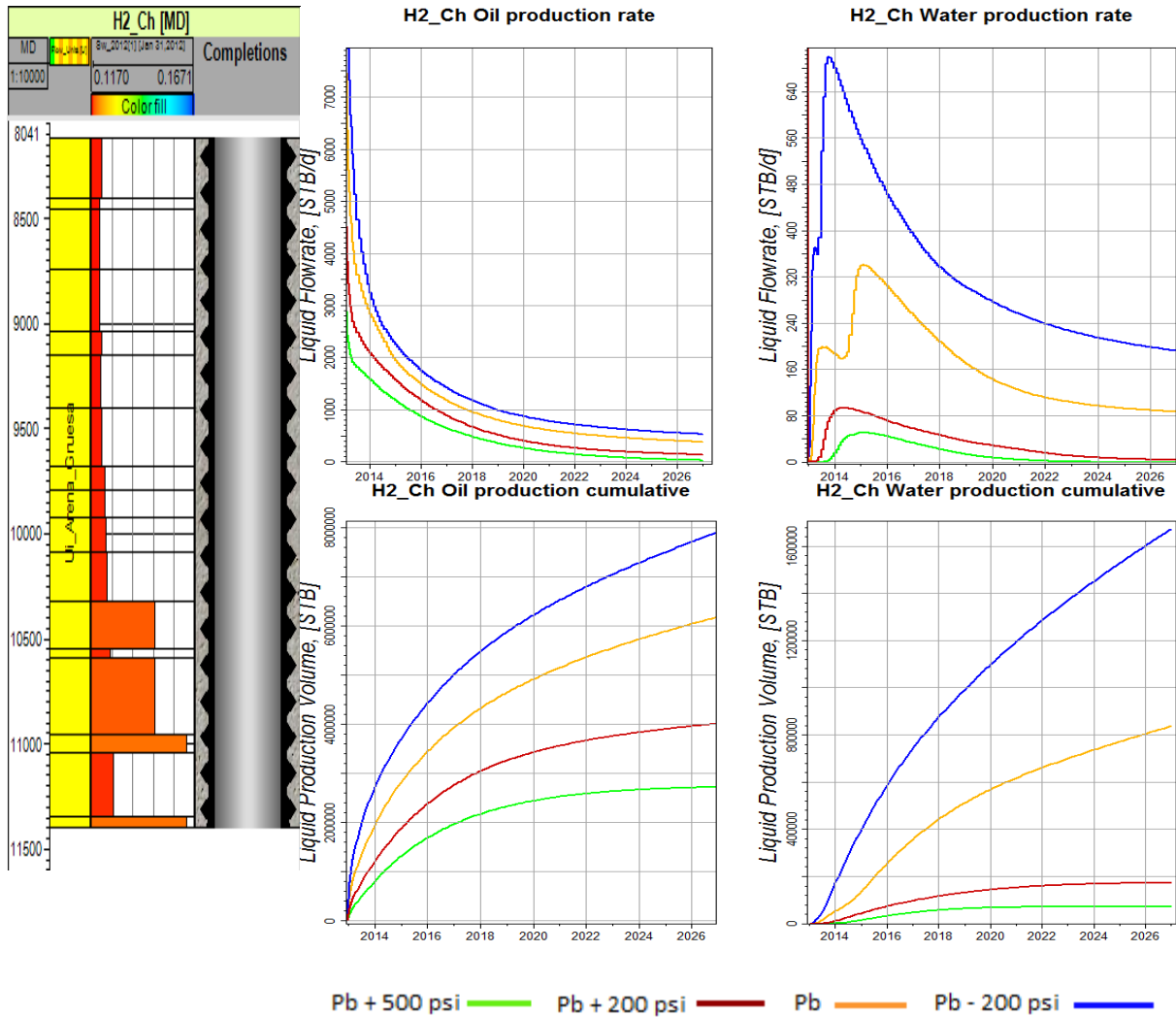


Gráfico 134. W. Completación de un pozo horizontal de 1000m de tramo horizontal. W-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 1000m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 800 m

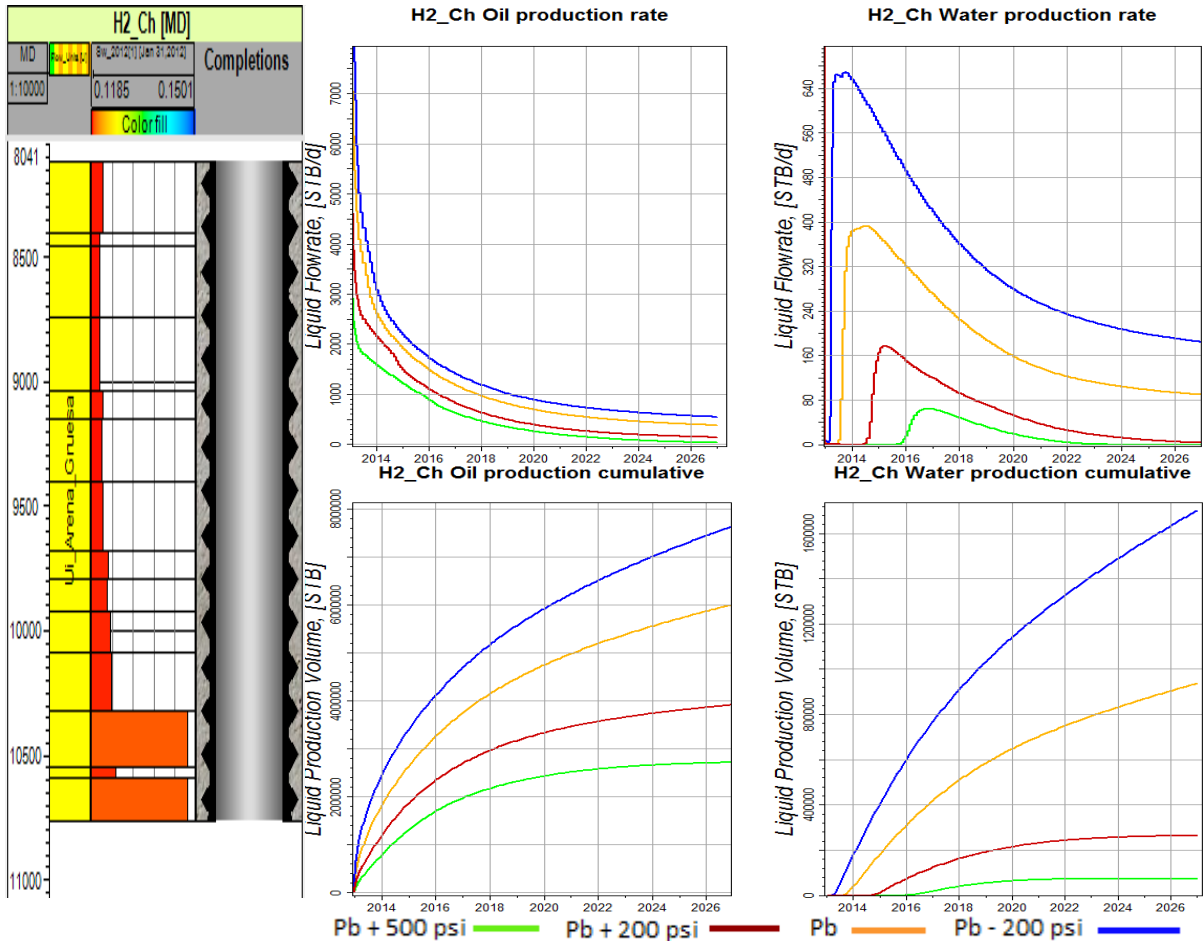


Gráfico 135. X. Completación de un pozo horizontal de 800m de tramo horizontal. X-1. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 800m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.

Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 600 m

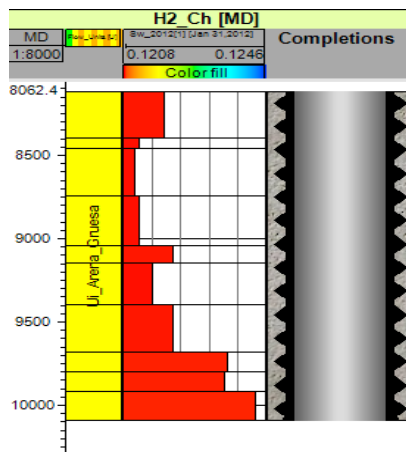


Gráfico 136. Completación de un pozo horizontal de 600m de tramo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

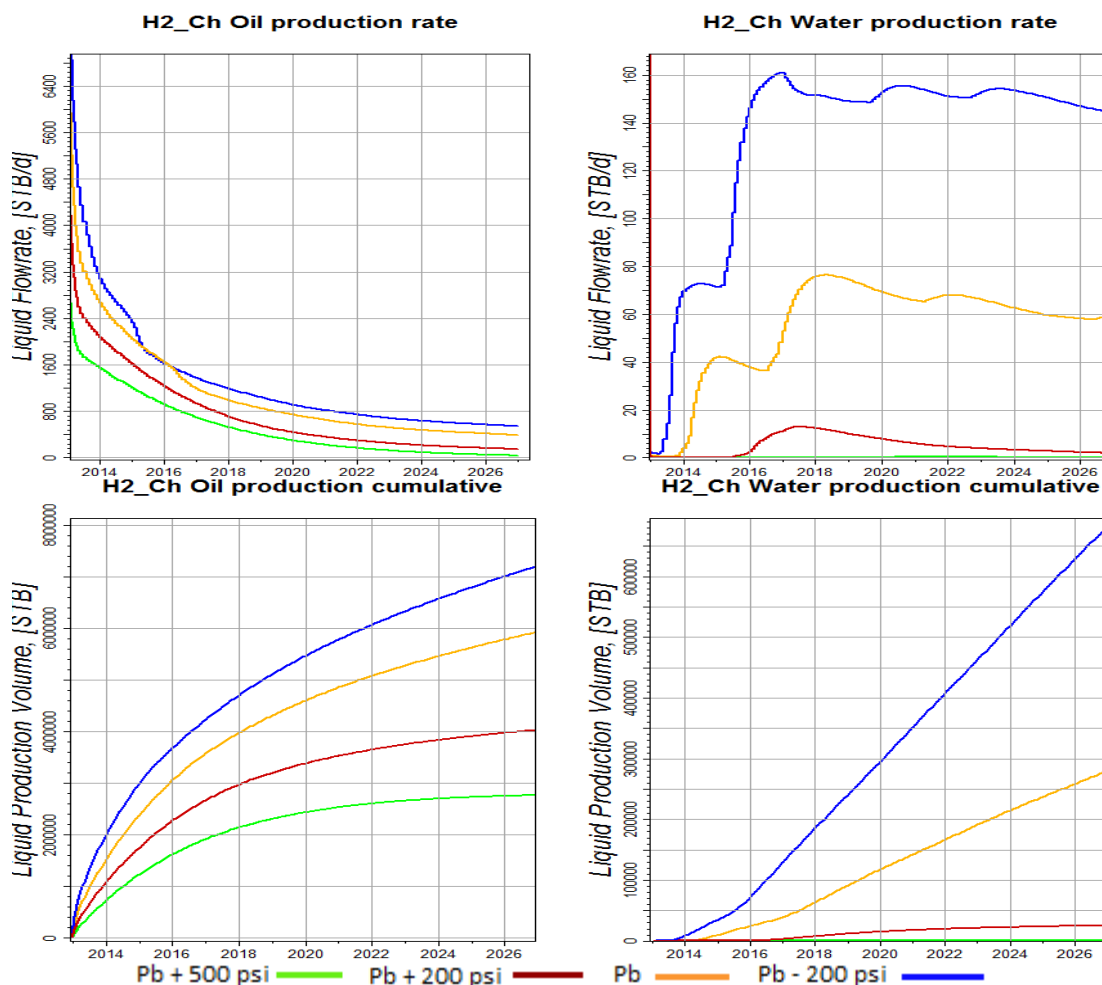


Gráfico 137. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 600m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 400 m

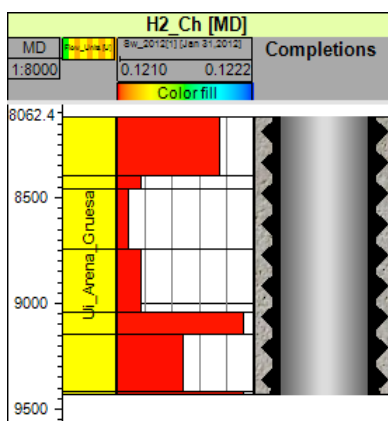


Gráfico 138. Completación de un pozo horizontal de 400m de tramo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

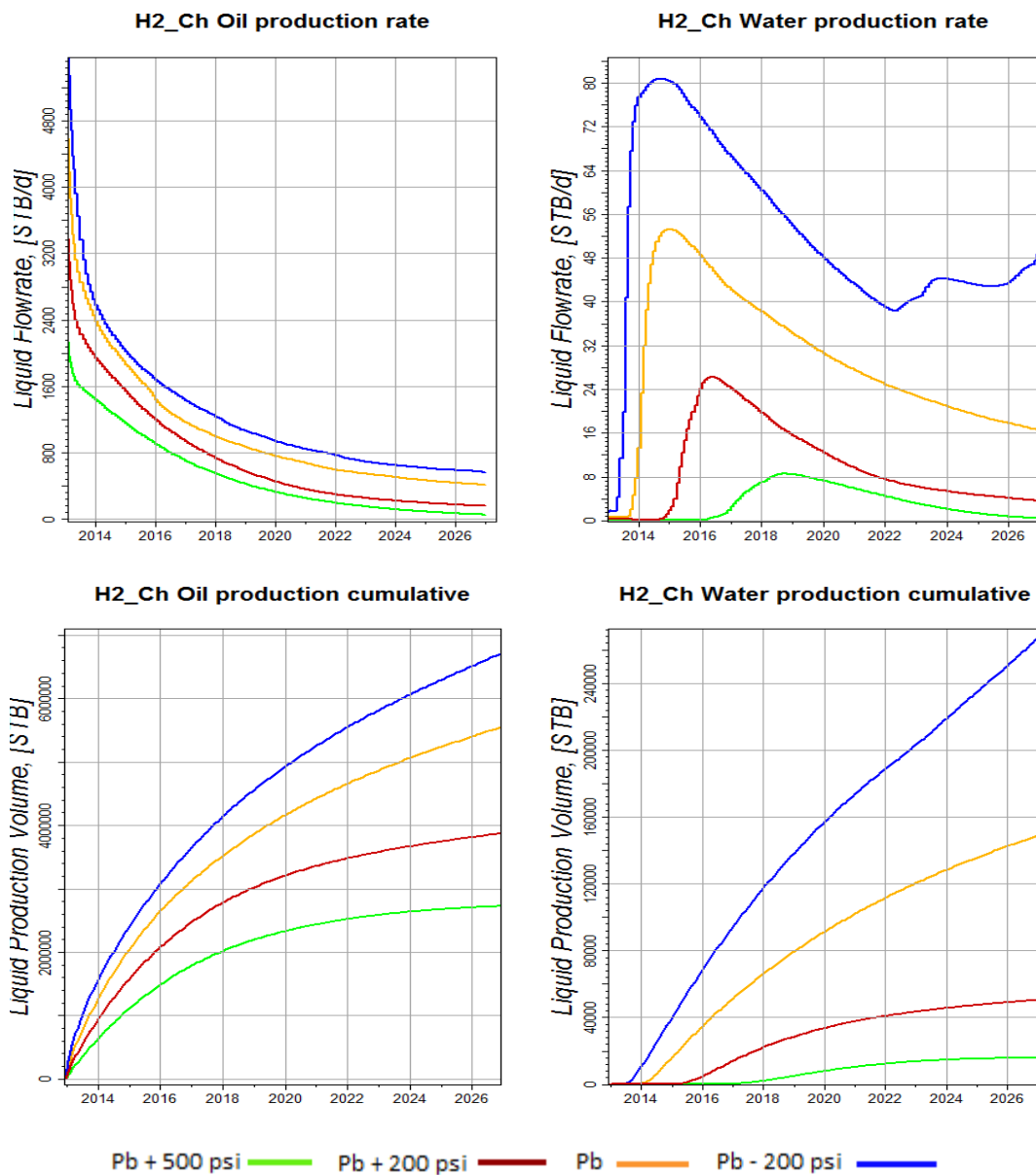


Gráfico 139. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 400m de longitud horizontal a los diferentes draw down de un pozo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 200 m

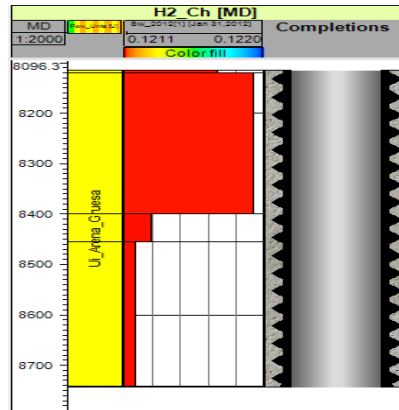


Gráfico 140. Completación de un pozo horizontal de 200m de tramo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

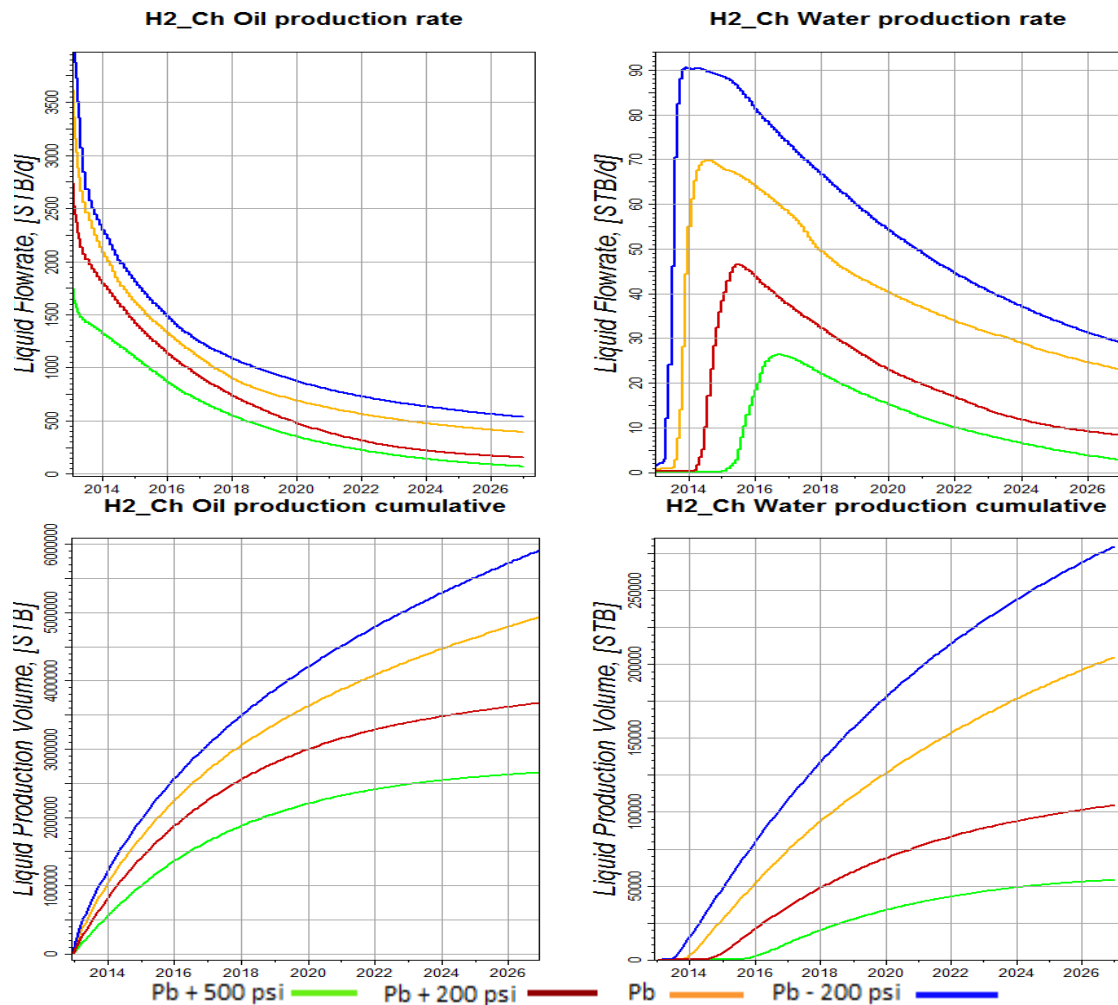


Gráfico 141. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 200m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud horizontal: 100 m

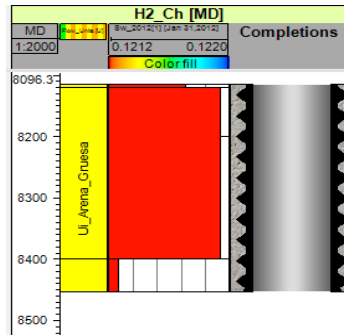


Gráfico 142. Completación de un pozo horizontal de 100m de tramo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

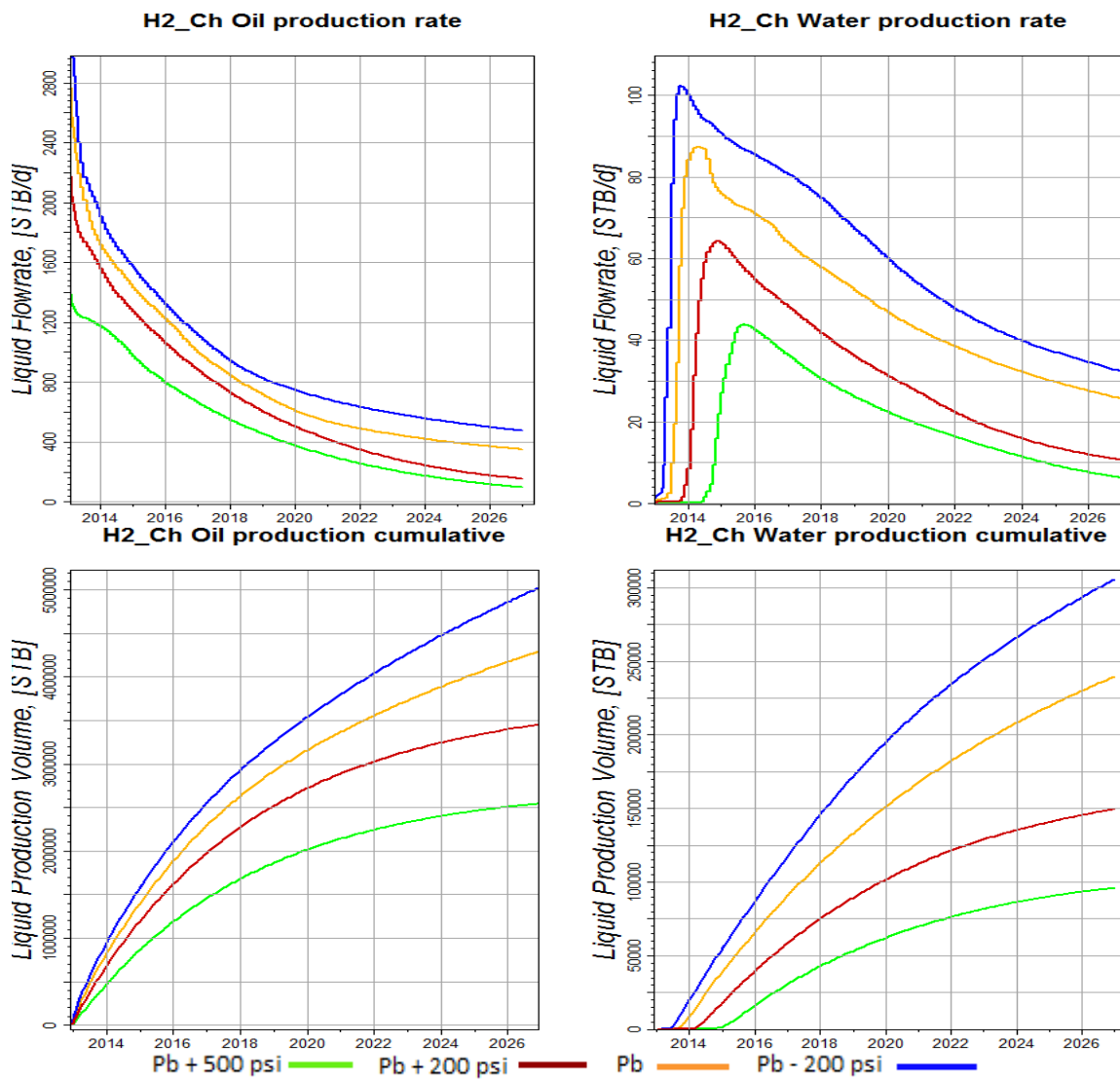


Gráfico 143. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 100m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Longitud Horizontal: 50 m

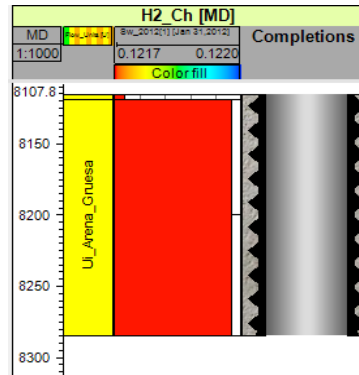


Gráfico 144. Completación de un pozo horizontal de 50m de tramo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

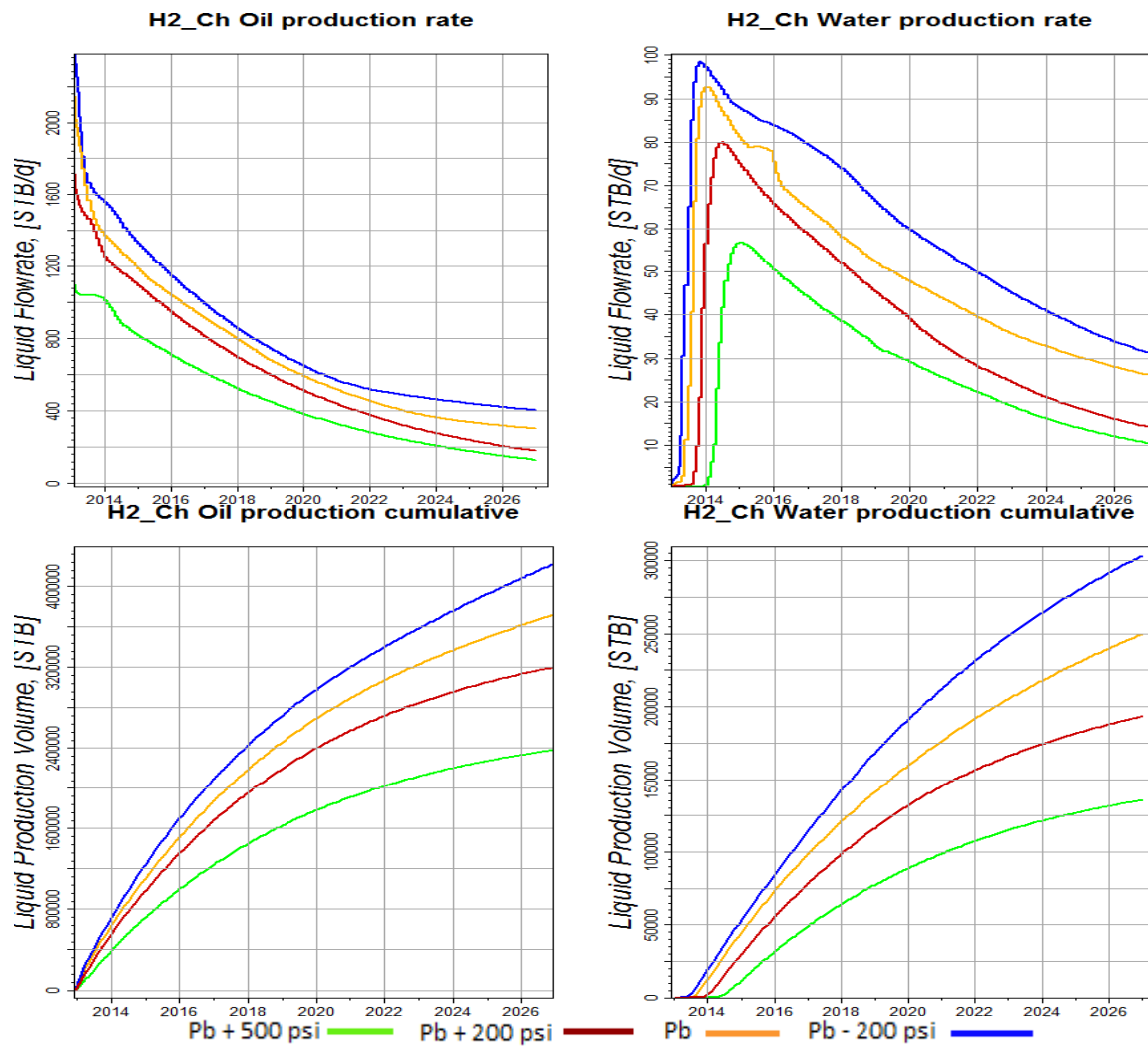


Gráfico 145. Resultados obtenidos del caso de Punzonar 50m de longitud horizontal a las diferentes presiones de un pozo horizontal.
Elaborado por: Mónica Paredes.

Pozo Multilateral

En este tipo de pozos se simuló que los tramos laterales atraviesan solo la zona de pago, se simularon hasta tres brazos laterales a las diferentes presiones que se habían establecido anteriormente.

- Dos tramos laterales

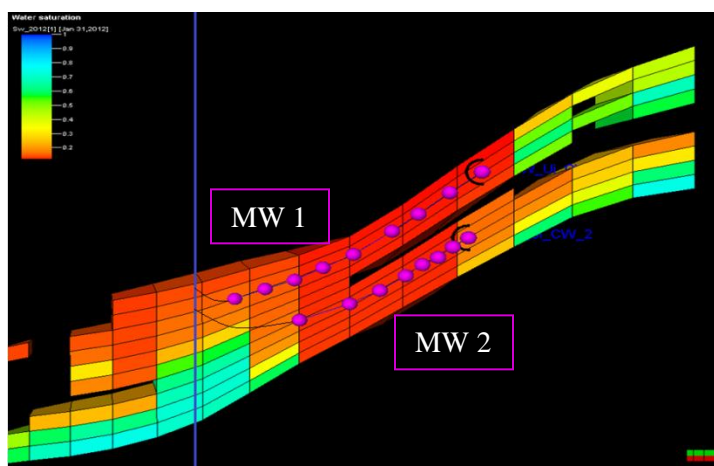


Gráfico 146. Esquema de un pozo multilateral con dos tramos laterales apilados verticalmente. Elaborado por: Mónica Paredes.

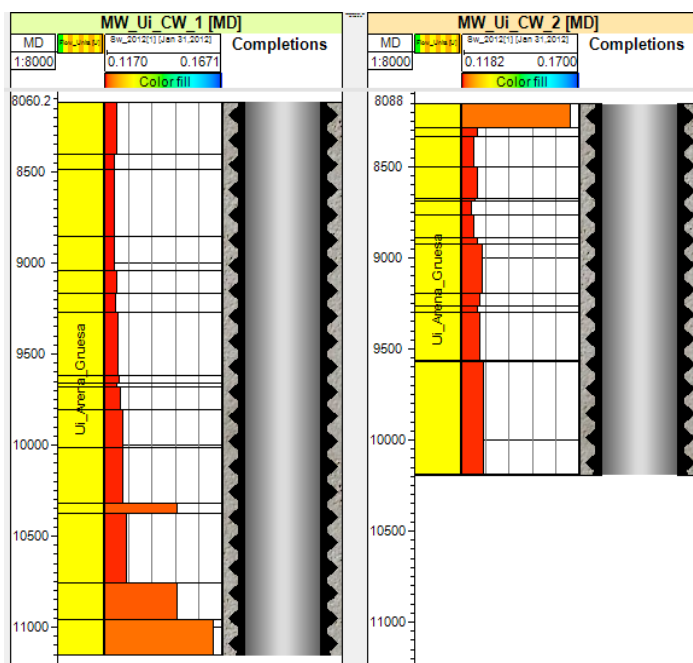


Gráfico 147. Completación de los dos tramos laterales. Elaborado por: Mónica Paredes.

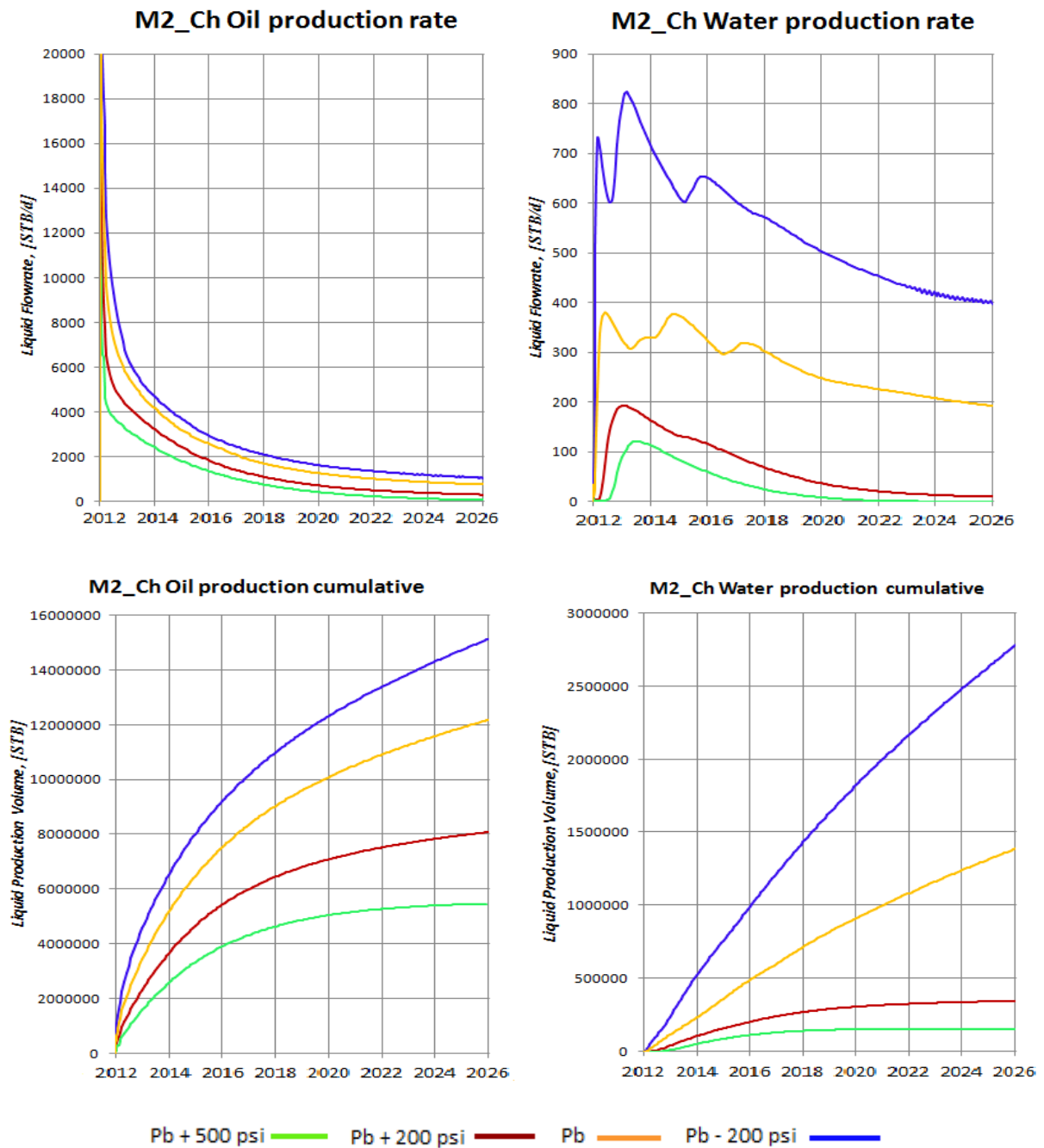


Gráfico 148. Resultados de producción obtenidos de los dos tramos laterales en conjunto.
Elaborado por: Mónica Paredes.

- Tres tramos laterales

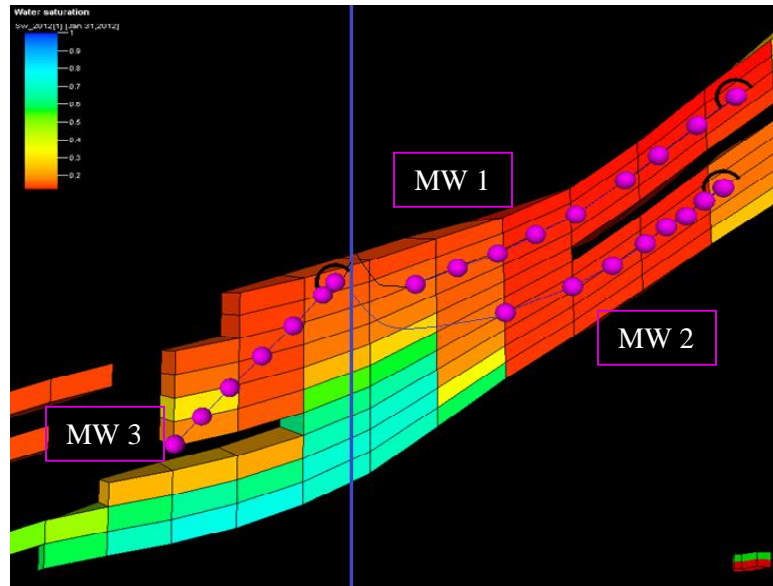


Gráfico 149. Esquema de un pozo multilateral con tres tramos laterales.
Elaborado por: Mónica Paredes.

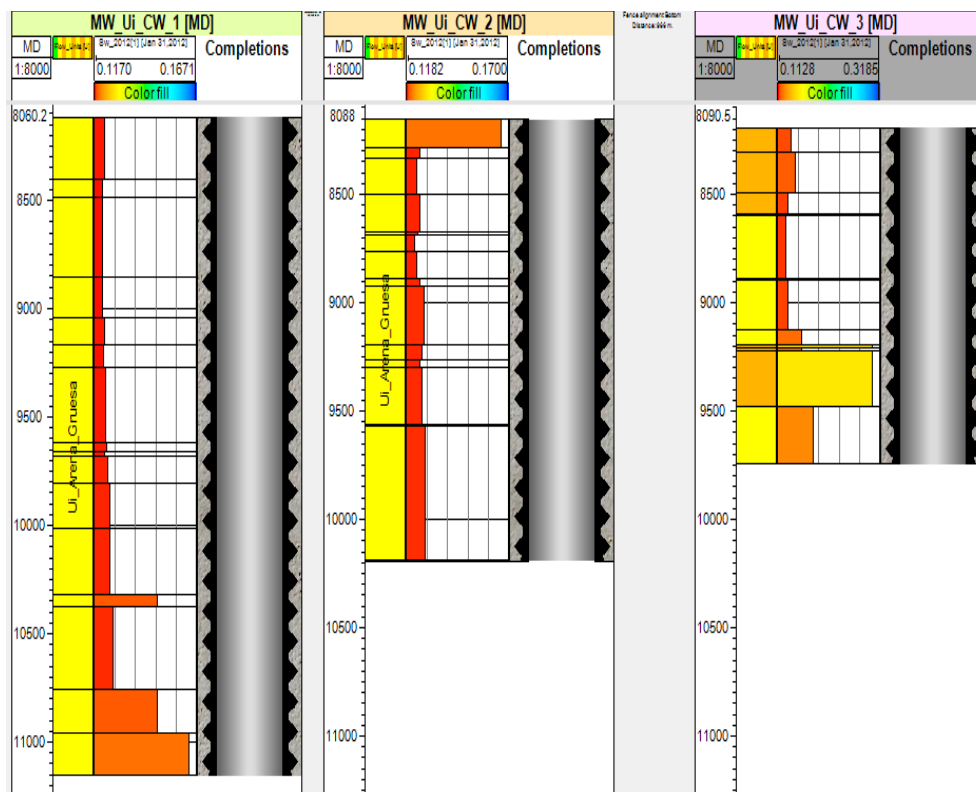


Gráfico 150. Completación de los tres tramos laterales.
Elaborado por: Mónica Paredes.

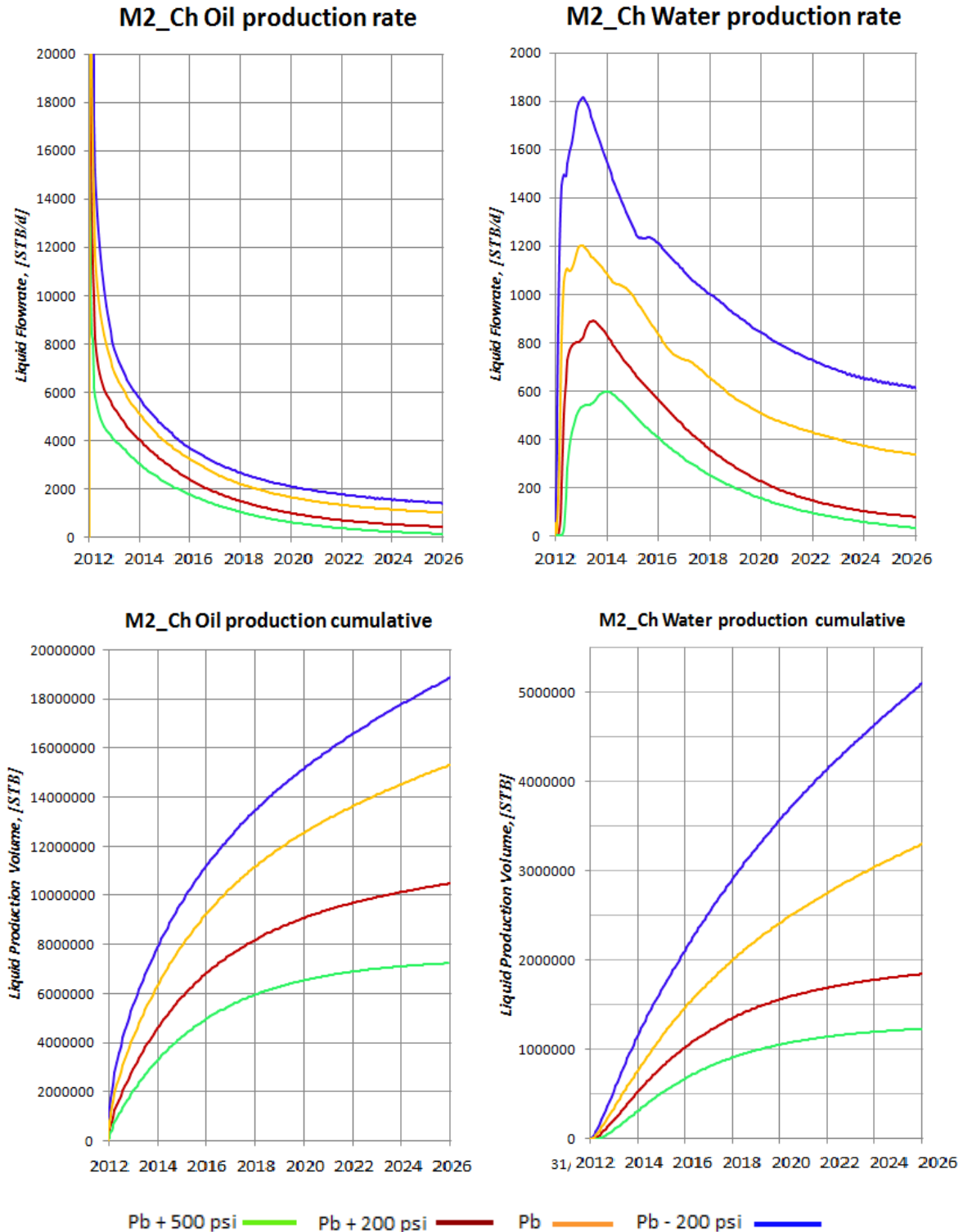


Gráfico 151. Resultados de producción obtenidos de los tres tramos laterales.
Elaborado por: Mónica Paredes.

Resultados de producción de los pozos simulados

Arena U Inferior

En el Gráfico 152 se muestra la ubicación de los pozos simulados en la arena U Inferior.

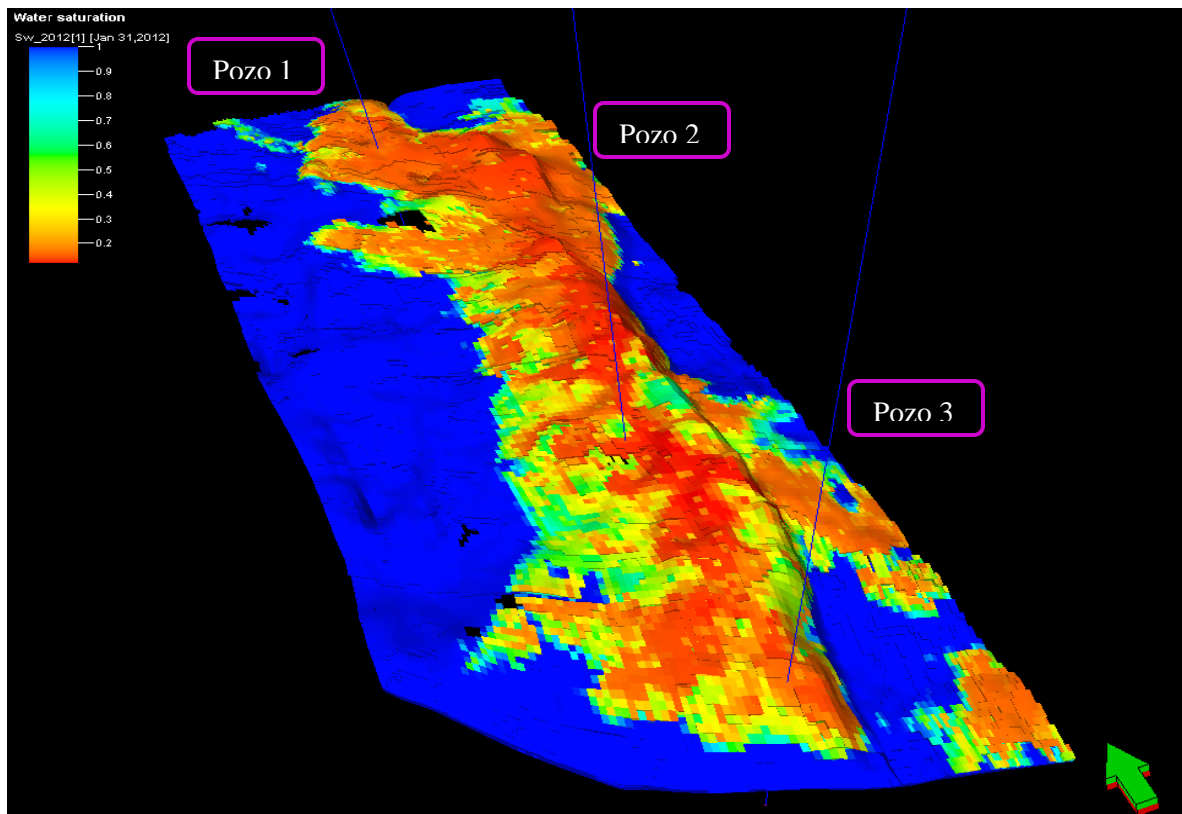


Gráfico 152. Ubicación de los pozos simulados en la Arena U Inferior.
Elaborado por: Mónica Paredes

Como se puede observar, la ubicación de los pozos es:

- **Pozo 1:** Ubicado al Norte de la arena U inferior. En esta zona se tiene buena presión y no existen muchos pozos productores.
- **Pozo 2:** Ubicado al Centro Sur de la arena, en esta zona no se tiene buena presión debido a que existen muchos productores.
- **Pozo 3:** Se encuentra en el sur de la arena, en esta zona se tiene una buena presión y no existen muchos pozos.

Los resultados de producción obtenidos de la simulación de los diferentes casos de los pozos se muestran a continuación tabulados. Las cifras que se encuentran de color rojo significan la máxima producción de agua y petróleo para ese pozo.

- **Canalización**

Cuadro 19. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 1.

POZO VERTICAL VICTORIA 1								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN	1300 PSI		1600 PSI		900 PSI		1100 PSI	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	4843835	1780236	4040571	1537186	5737325	2030198	5388498	1939612
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	5095841	1850782	4224349	1591826	5949244	2088417	5658099	2012690
TODA LA ARENA	4863831	1785869	4056583	1541890	5750559	2033353	5409809	1945359
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	5654121	2190296	4691024	1884827	6642431	2492304	6281251	2383151

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 20. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 1.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 1								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1300		1600		900		1100	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	8206301	1118149	6621730	784415	11884112	2585412	10309991	1922885
1500	8235545	1026258	6651050	732738	11746073	2318166	10255297	1727823
1200	8217889	1023640	6636823	741257	11654030	2224989	10201541	1677895
1000	8234464	974540	6654957	709791	11551390	2091867	10137620	1596822
800	8272169	882994	6708502	636690	11458998	1896585	10092234	1430272
600	8156550	812314	6702227	583458	10860267	1537534	9650928	1207032
400	8007179	780099	6646890	575446	10286714	1304155	9260276	1043840
200	7853073	697935	6578815	525584	9686301	1045964	8844324	865191
100	7711460	663800	6494889	518922	9317779	937792	8617665	814685
50	7527127	649361	6315862	516796	8785575	844739	8124113	741792

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 21. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 1.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 1							
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1300	4982779	2995762	5327884	2984187	9817926	5568522
	1600	4113242	2602855	4363104	2578217	8100641	4817173
	900	5895166	3385370	6324586	3437282	11244766	6128420
	1100	5510216	3230976	5914921	3248261	10879990	5996813
30	1300	5365064	2928242	5455421	2944642	10300486	5538542
	1600	4407806	2530674	4471684	2537348	8475853	4777305
	900	6328287	3391265	6600501	3436116	11740802	6162709
	1100	5818683	3178085	6081467	3215020	11165641	5924341
45	1300	5447979	2894667	5714830	2865004	10868443	5479872
	1600	4494128	2490674	4677067	2455487	8964355	4709295
	900	6574034	3399819	7046371	3464388	12990790	6326405
	1100	6070273	3173995	6485778	3194187	12142495	5996827
60	1300	5837519	2704163	5993102	2697130	11133301	5060662
	1600	4802190	2293651	4906655	2277599	9181550	4303495
	900	7099889	3293364	7425882	3358519	12892379	5807161
	1100	6491587	3015061	6790486	3048131	12152384	5474847
75	1300	5959031	2644870	6292954	2537345	11707481	4767664
	1600	4905441	2226793	5159454	2121083	9681272	4013257
	900	7250659	3258871	7992555	3359296	13814627	5631082
	1100	6676262	2977038	7211564	2985307	13083205	5311859

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 22. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 1.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 1				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1300	14041676	3414250	22270018	4755163
1600	11570261	2752372	18164267	3659859
900	18275829	5041996	30330077	8345376
1100	16395053	4320740	26769417	6673302

Elaborado por: Mónica Paredes

- **Conificación**

Cuadro 23. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 2.

POZO VERTICAL VICTORIA 2								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN	1300 PSI		1600 PSI		900 PSI		1100 PSI	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	1854270	1827277	1330133	1444710	2582462	2322389	2305404	2134232
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	1902323	2130164	1270154	1691323	3359277	3055008	2687508	2640731
TODA LA ARENA	1924185	2013409	1326174	1593811	3074504	2755046	2521354	2400028
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	3648963	4000635	2523029	3214484	5622653	5203899	4776864	4694899

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 24. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 2.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 2							
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1300	2155366	2007640	2081339	2183277	4128087	4368567
	1600	1513839	1491047	1411093	1623735	2781642	3326204
	900	3453408	3054044	3697079	3384391	6883817	6278221
	1100	2833165	2520728	2998253	2871438	5728476	5414494
30	1300	2192738	2021933	2517508	1850720	4833161	3805310
	1600	1534185	1471039	1734176	1276001	3293744	2747553
	900	3729986	3290843	4714677	3390103	8642379	6400533
	1100	3031184	2687434	3725519	2667080	6893955	5207597
45	1300	2681618	1706793	2673761	1718451	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1600	1860000	1132547	1848386	1146041		
	900	4916659	3335793	4914730	3347505		
	1100	3932975	2608482	3934499	2620319		
60	1300	3130597	1352347	3130597	1352347	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1600	2158223	805959	2158223	805959		
	900	5815128	3278561	5815128	3278561		
	1100	4650876	2354701	4650876	2354701		
75	1300	3489098	1018401	3489098	1018401	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1600	2411898	519209	2411898	519209		
	900	6263844	3109152	6263844	3109152		
	1100	5051728	2093127	5051728	2093127		

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 25. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 2.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 2								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1300		1600		900		1100	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	4063168	202419	2731169	79613	8604271	1487796	6591690	689713
1500	3733884	294699	1911609	87982	8142306	1656960	6268617	826886
1200	3852072	373479	2623708	188244	7914591	1858414	6124466	968451
1000	4013914	174099	2723328	71718	7906801	1672765	6184450	836870
800	3919240	264833	2718992	73285	7649012	1702243	6012727	937789
600	4035349	25547	2770446	1171	7216394	682195	5936180	280170
400	3878136	50566	2729510	15987	6727202	267182	5561310	148835
200	3680760	104744	2657078	54076	5926072	279924	4942278	204913
100	3458331	149660	2546836	96002	5040244	305767	4308658	239727
50	3204870	193364	2384322	135738	4233514	303667	3730967	249956

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 26. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 2.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 2				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1300	8091633	346436	10496977	1846288
1600	5471196	155464	7247553	1229888
900	15134117	2784489	18879655	5107442
1100	12184912	1389023	15331208	3305755

Elaborado por: Mónica Paredes

- Digitación

Cuadro 27. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 3.

POZO VERTICAL VICTORIA 3								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1300		1600		900		1100	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	1840134	6678907	1536754	5456748	2335463	8469533	2094389	7614580
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	1935738	714325	1584587	575338	2441567	1000765	2240578	821546
TODA LA ARENA	1958767	7197658	1589543	5876390	2489655	9387621	2239864	8356743
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	2267076	8230143	1877567	6765953	2876964	10349755	2578513	9329691

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 28. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 3.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 3							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1300	526758	7633857	505314	7845490	905057	15107992
	1600	381467	6100954	360373	6173541	629680	12268750
	900	902463	11256349	991108	12398226	1605939	21481326
	1100	713735	9549017	753596	10271587	1251324	18344632
30	1300	641605	7719510	715541	7894667	1430310	14943785
	1600	452557	6051706	465177	6071902	996296	11948047
	900	1211103	12196254	1613318	13907438	2641422	22721965
	1100	939658	10141411	1154687	11080671	2050601	18981975
45	1300	848430	7572385	819519	7756672	1596372	15249425
	1600	584605	5912525	539780	5983412	1059913	11978577
	900	1613007	12611398	1762078	13683910	3182647	24803572
	1100	1254677	10297612	1269403	10921519	2444436	20415660
60	1300	834214	7670863	887235	7721746	1877982	14505702
	1600	556741	5958352	578854	5944975	1343573	11517520
	900	1697782	12798904	1975036	13600445	3348199	22728858
	1100	1287295	10357728	1437424	10772066	2640946	18728613
75	1300	952961	7547018	1013963	7688026	1870990	14970848
	1600	667327	5830209	679470	5839913	1314237	11700659
	900	1784479	12850004	2191865	14297413	3488711	24733571
	1100	1400865	10346375	1611317	11069558	2720040	20056165

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 29. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 3.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 3								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1300		1600		900		1100	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	2515303	6158875	1936453	4333435	4372249	14430328	3462258	10229435
1500	2444412	6101706	1893802	4374370	4106129	13528354	3304649	9778942
1200	2497562	5841252	1958176	4280035	4021016	12076906	3301490	8970595
1000	2595708	5481969	2078814	4101967	3931648	10592742	3291832	8043014
800	2589361	5430500	2088246	4078555	3865252	10298954	3247322	7873867
600	2573153	5388584	2089153	4063702	3775278	9979980	3191592	7712502
400	2546036	5278850	2097561	4016657	3580289	9366297	3100088	7344915
200	2380804	5236146	1978429	4073127	3182564	8499061	2825205	6842181
100	2197565	5024875	1739475	4019847	2974653	8193474	2598725	6402792
50	1976432	4865237	1598374	3975642	2538463	7946253	2198343	6074632

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 30. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 3.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 3				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1300	6268721	9262934	8727275	14651006
1600	5197091	6823322	7244776	10895236
900	8725857	18665488	12068370	28459734
1100	7608516	13795229	10552279	21409601

Elaborado por: Mónica Paredes

Arena T Inferior

En esta arena se simularon tres pozos, ubicados en diferentes zonas del campo, en donde se tienen problemas de Conificación, Digitación y Canalización.

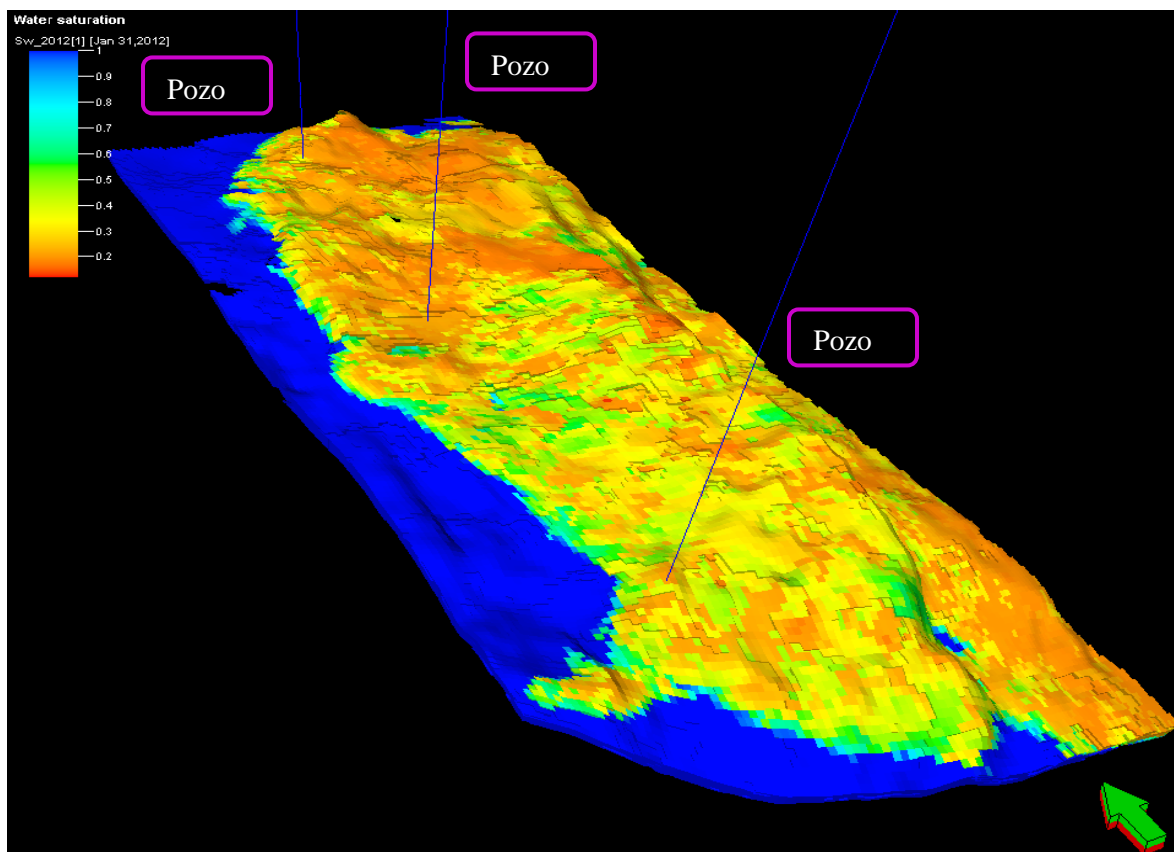


Gráfico 153. Ubicación de los pozos simulados en la arena T Inferior.
Elaborado por: Mónica Paredes

- **Pozo 4:** está ubicado al Sur Oeste de la arena, donde se tiene buena presión de reservorio, en esta zona se encontró Conificación.
- **Pozo 5:** se encuentra ubicado al Norte del campo, y se tiene buena presión de reservorio, y no hay muchos pozos productores. Se encontró problemas de Digitación.
- **Pozo 6:** ubicado al Centro Norte del campo, con buena presión y se encontró problemas de Canalización.

A continuación se muestra los resultados de producción obtenidos de la simulación de los pozos en la arena T inferior. La predicción de los pozos se hizo desde 31-Diciembre-2012 hasta el 31-Diciembre-2026.

- **Conificación**

Cuadro 31. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 4.

POZO VERTICAL VICTORIA 4								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN	1250 PSI		1550 PSI		850 PSI		1050 PSI	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	2127086	6308435	1670403	4865856	2567525	7887509	2398114	7271583
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	2330004	7206383	1700081	5177494	2958275	9671641	2697883	8610369
TODA LA ARENA	2480870	8542521	1608502	5418642	3508709	13282197	3052144	11003141
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	3148242	19439575	2102286	12229972	4193998	27654503	3763803	24059579

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 32. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 4.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 4								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	3692650	4323630	3036942	3125115	10661756	25023814	7226679	11940204
1500	3814882	4265654	3141398	3118255	10362893	21792632	7147236	11172958
1200	3718208	4413405	3043366	3292196	9820504	20123548	6880145	10812125
1000	3619259	4500893	2944641	3393241	9469587	19078258	6690655	10604996
800	3796962	4366570	3105502	3277678	8954566	16321265	6538820	9555801
600	3849847	4322387	3149806	3252307	8630513	15022672	6414066	9029539
400	3685927	4537956	2982755	3461492	7938559	13705081	5973060	8657003
200	3545746	4716048	2847713	3631189	7317485	12706802	5527120	8345355
100	3542271	4720300	2844800	3634964	7281767	12605309	5498176	8289097
50	3355225	4700773	2807477	3597624	7164528	12535632	5186633	8108764

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 33. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 4.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 4							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1250	1741091	6919254	1707182	6955163	3423463	14105504
	1550	1341103	5460336	1309585	5495694	2602840	11174555
	850	4195465	18930448	3957241	17559022	8188219	35575356
	1050	2986136	11994004	2988921	12082494	5969352	23857023
30	1250	1780428	6853661	1633306	7032486	3449487	14063388
	1550	1398315	5382518	1220428	5590008	2624839	11139010
	850	4181189	19316478	4940614	22096960	9033369	19624734
	1050	3030913	12057283	3213202	13070662	6338346	12922295
45	1250	1974442	6632871	1902809	6715337	3817210	13666114
	1550	1571359	5184331	1468202	5301224	2931010	10798264
	850	4900745	21004276	5470443	22130828	10301705	39202038
	1050	3487267	12531737	3630836	12967090	7104970	24897212
60	1250	2351360	6178316	2270312	6281954	4434471	12891715
	1550	1902883	4777610	1807656	4890520	3470159	10140443
	850	6105500	21721780	6330485	22216644	10317968	34240537
	1050	4193943	12393730	4213355	12618203	7479824	22265464
75	1250	2508931	5982090	2477325	6045402	4710081	12504939
	1550	2023660	4632706	1942783	4730723	3670115	9862279
	850	6044217	19520536	6746941	20545800	10821147	32984787
	1050	4337214	11677080	4649928	11990324	7986476	21626272

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 34. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo Multilateral 4.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 4				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1250	5034742	12029866	6120354	19853443
1550	4076053	9293578	4902056	15473410
850	12197530	41332260	14835674	60996080
1050	8650369	23922748	10574192	37014063

Elaborado por: Mónica Paredes

- Digitación

Cuadro 35. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 5.

POZO VERTICAL VICTORIA 5								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	3629018	7512913	3147814	6408731	3844803	8075781	3750546	7814244
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	3666034	7615047	3203089	6552762	3887303	8220863	3769453	7877296
TODA LA ARENA	3720613	7819810	3292270	6823407	4058036	8831684	3874625	8262707
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	5558497	15453881	4768113	13130609	6160411	17495892	5885688	16542721

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 36. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 5.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 5							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1250	3399361	11012979	3446296	11012372	6837070	22070690
	1550	2848994	9113804	2880305	9116736	5713775	18308222
	850	4347429	14759839	4666298	15321672	8914504	29188054
	1050	3853639	12644759	4010462	12850335	7871281	25401380
30	1250	3403335	11001565	3627349	10891848	7157534	21773334
	1550	2853013	9104914	3031507	9006996	5994769	18036516
	850	4329252	14668348	5130804	15961617	9334361	29334900
	1050	3840734	12549717	4377152	13073836	8179726	24987698
45	1250	3638040	10817678	3739787	10751582	7568498	21284893
	1550	3056278	8933789	3124805	8892398	6338173	17622881
	850	4831991	15198406	5283050	15666306	9986389	29129576
	1050	4219316	12698686	4522928	12860856	8812411	24767598
60	1250	3666430	10775877	3944478	10525465	7926260	20822189
	1550	3080852	8898813	3285111	8713808	6622795	17252510
	850	4873730	15028957	5773861	15613814	10533448	28420795
	1050	4254955	12576493	4864507	12670658	9293447	25968331
75	1250	4267216	10132541	4551181	9826540	9408407	19183880
	1550	3569780	8368869	3776933	8144447	7801748	15937070
	850	6148979	15203880	7098776	15403751	13443391	27823736
	1050	5210674	12322842	5848972	12232559	11532544	23035548

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 37. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 5.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 5								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	4956450	9369652	4167344	7661061	8410583	18284038	6580322	13057686
1500	5407237	8800576	4583959	7172742	8676598	16238025	6971841	11909753
1200	5742838	8368954	4868593	6810943	8820607	14742807	7258615	11017512
1000	5909797	8143610	5000582	6632957	8854623	13902202	7388207	10546604
800	6044862	7957326	5101831	6493028	8874590	13271929	7497737	10194158
600	6227922	7685727	5229805	6299539	8823699	12213186	7568972	9618109
400	6419632	7343351	5369443	6043937	8705816	10802728	7575635	8883612
200	6467220	7227087	5401664	5959091	8605002	10347658	7555812	8599733
100	6427641	7101003	5359971	5873579	8164111	9516886	7300271	8165435
50	6400766	6987633	5285764	5765453	7965532	9376654	7165433	8000873

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 38. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 5.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 5				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN(PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1250	8434003	20572194	12344511	31254281
1550	7068737	16964839	10280850	25865119
850	13445484	41428317	19388421	57821481
1050	10938434	29305057	15811155	42531238

Elaborado por: Mónica Paredes

- **Canalización**

Cuadro 39. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 6.

POZO VERTICAL VICTORIA 6								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	1321690	15080072	1007648	11368155	1587474	18757052	1486865	17289148
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	1488144	17561344	1029757	11834428	1855457	23888150	1699374	20902614
TODA LA ARENA	1568428	20568858	1001390	12112881	2070141	31757002	1883317	26418608
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	2048128	32024666	1468631	23704732	2600206	41918334	2369760	37440942

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 40. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 6.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 6							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA
15	1250	1177415	14353018	1049131	14540305	1920791	29534290
	1550	913144	11413255	773818	11576526	1405558	23458563
	850	2395315	34134180	2353183	37548204	4652138	71540592
	1050	1836736	22964930	1735912	24610730	3403211	48178290
30	1250	1178541	14362908	1049278	14566339	2144695	29233351
	1550	913492	11412970	779821	11569474	1584006	23229525
	850	2446231	35602812	2702665	39642908	5069215	71008064
	1050	1868955	23455030	1943732	25540688	3749350	47897676
45	1250	1243299	14333616	1123545	14503621	2432939	28973038
	1550	955169	11370159	798806	11557594	1782635	23017646
	850	2935646	38734828	3373379	41884740	6171853	72536228
	1050	2172394	24895190	2318044	26263700	4487661	48225130
60	1250	1334573	14239137	1289200	14308677	2636720	28770460
	1550	1000408	11308099	937823	11389362	1919020	22847892
	850	3259639	40131680	3630548	41975356	6863720	74655848
	1050	2372604	25469260	2532505	26236934	4953165	49054412
75	1250	4386459	14116065	1572924	13990968	6091833	28041011
	1550	3586566	11194319	1163295	11112169	4841383	22265589
	850	6197654	40123256	4366781	43691400	10558313	73873496
	1050	5375437	25218306	3114932	26566562	8572094	48061848

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 41. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 6.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 6								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	2234066	13086296	1787483	10299727	4916294	49124604	3744039	27854822
1500	1992505	13297862	1602592	10546192	4450749	47860668	3426905	27634268
1200	1953871	13451410	1525406	10649439	4368736	45776948	3330053	26974996
1000	1983000	13400808	1550141	10616904	4385263	44015372	3351728	26361118
800	1952436	13446314	1504912	10680812	4419400	41573188	3323490	25414024
600	2007151	13360236	1547533	10628084	4462726	37379332	3338144	23989882
400	2051284	13278820	1585078	10581092	4393829	33758688	3311067	22511558
200	2088300	13178262	1626421	10527675	4136580	28766934	3183237	20458480
100	2142911	12970315	1700847	10422471	3551008	21994868	2913510	17568914
50	2138498	12948240	1700373	10415802	3468373	21365426	2875621	17322900

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 42. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 6.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 6				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1250	5019505	25451950	7633818	37930952
1550	3795352	20375674	5844002	30310906
850	13245785	75616000	19233412	112882036
1050	9048615	47057438	13314151	70255622

Elaborado por: Mónica Paredes

Arena U Superior

Para esta arena se simularon dos pozos; ambos con problemas de Canalización en el reservorio.

La ubicación de los pozos se muestra en el Gráfico 154.

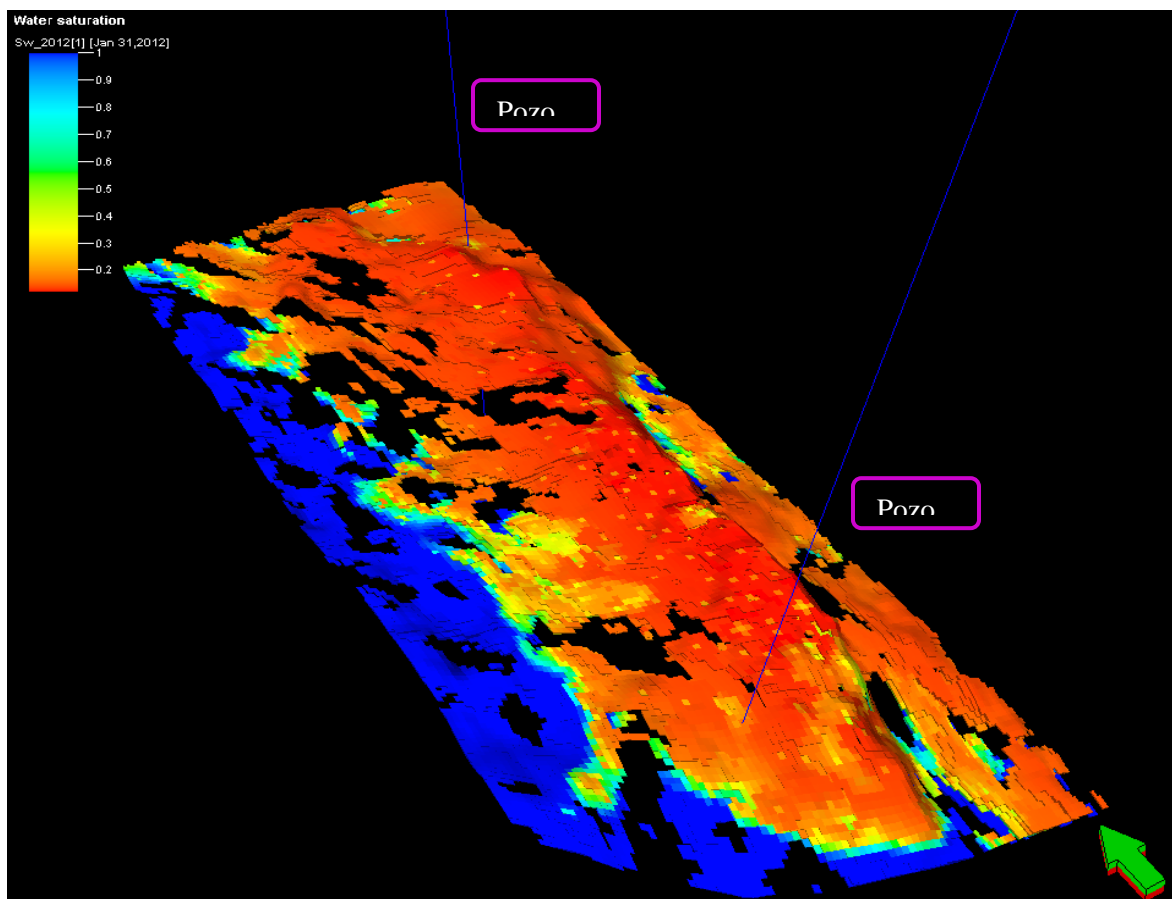


Gráfico 154. Ubicación de los pozos simulados en la arena U Superior.

Elaborado por: Mónica Paredes

En esta arena se simularon solamente dos pozos con problemas de Canalización. Puesto que este reservorio constituye solamente lentes discontinuos de arena y no posee un acuífero activo, se analizará cuan conveniente resulta perforar pozos no convencionales.

- **Pozo 7:** se encuentra ubicado al Nor-Este del reservorio, donde prácticamente no se tienen pozos productores, y se tiene baja presión.
- **Pozo 8:** Se encuentra ubicado al sur del reservorio, y como en todo el reservorio se tiene baja presión.

Los datos de producción de los pozos se encuentran tabulados a continuación.

- **Pozo 7.**

Cuadro 43. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 7.

POZO VERTICAL VICTORIA 7								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	1332650	524066	1047860	461447	1726609	602721	1530499	562614
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	1520664	625089	1176186	565046	2566952	839581	1978563	716470
TODA LA ARENA	1510446	640037	1166112	579100	2614889	861883	2000900	741023
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	2475519	1299995	1899498	1176633	3282105	1456118	2875042	1377140

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 44. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 7.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 7								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1450		1750		1050		1250	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	2105996	14828	1705825	9191	3601301	66199	2754788	22049
1500	2102138	17050	1703577	10250	3314821	84559	2662707	36781
1200	2075396	41900	1685455	26876	3117971	121553	2562737	53724
1000	1992184	123334	1615272	96986	2819021	205452	2383927	146259
800	1963402	142016	1589833	115940	2698142	214418	2305972	165205
600	1896303	153573	1546364	121124	2427454	211890	2155336	176669
400	1858117	160126	1521265	121309	2323880	214671	2096719	183649
200	1731950	173969	1411781	130469	2135399	227362	1951011	201644
100	1566701	139506	1289497	103895	1938903	184537	1755454	163414
50	1190612	99330	978384	71372	1482833	138082	1335175	118330

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 45. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 7.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 7							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1450	1384235	561537	1490188	739438	2960970	1210548
	1750	1088815	489289	1126623	687809	2303530	1085515
	1050	1763709	627918	2970794	1034034	4611022	1518231
	1250	1594868	601750	2099731	883679	3733659	1358964
30	1450	1531589	552928	1620247	581912	3074469	1216664
	1750	1208658	480920	1263525	523751	2405605	1077095
	1050	1954887	626963	2778606	853484	4356841	1485966
	1250	1763953	592717	2122360	688835	3691937	1332885
45	1450	1496042	537328	1683119	504551	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1750	1185314	465114	1333783	438975		
	1050	1892537	606452	2714114	707415		
	1250	1716420	575873	2146960	590617		
60	1450	1758904	415926	1758904	415926	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1750	1415300	345381	1415300	345381		
	1050	2691515	647087	2691515	647087		
	1250	2178057	516548	2178057	516548		
75	1450	DEBIDO A QUE LA ARENA U SUPERIOR SE CARACTERIZA POR SER SOLAMENTE LENTES DE ARENA, NO SE SIMULA UN POZO A 75 GRADOS YA QUE SE ATRAVIESA SOLAMENTE ARCILLA.					
	1750						
	1050						
	1250						

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 46. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 7.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 7				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1450	3789174	528750	5786917	687181
1750	3060117	431338	4681183	555248
1050	7473776	1194707	10830879	1547405
1250	5402309	750737	8005950	986409

Elaborado por: Mónica Paredes

- **Pozo 8.**

Cuadro 47. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo vertical 8.

POZO VERTICAL VICTORIA 8								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1250		1550		850		1050	
CASOS	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
ZONA DE PAGO	591422	107385	240306	49617	1518974	194225	1057544	152751
Z. DE PAGO + Z. DE TRANS.	592804	106969	240809	49403	1534941	195549	1066019	153301
TODA LA ARENA	586958	115461	233106	58961	1566911	206481	1071408	163022
Z. DE PAGO + Z. DE AGUA	857509	167930	362988	85704	1959210	280131	1407034	226684

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 48. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo direccional 8.

POZO DIRECCIONAL VICTORIA 8							
PRODUCCIÓN ACUMULADA							
ANGULO DE DESVIACIÓN	DRAW DOWN	ZONA DE PAGO		TODA LA ARENA		ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA	
GRADOS	PSI	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
15	1450	625222	106751	621537	111138	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1750	252905	48728	249516	52763		
	1050	2243465	349399	2244629	351891		
	1250	1323189	199531	1320800	203554		
30	1450	702521	18734	702521	18734	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1750	295659	237	295659	237		
	1050	2389872	406615	2389872	406615		
	1250	1428556	139358	1428556	139358		
45	1450	691058	38216	691058	38216	NO HAY ZONA DE AGUA. SATURACIÓN DE AGUA MENOR A 60%	
	1750	286782	14939	286782	14939		
	1050	2384295	388433	2384295	388433		
	1250	1443977	126749	1443977	126749		
60	1450	DEBIDO A QUE LA ARENA U SUPERIOR SE CARACTERIZA POR SER SOLAMENTE LENTES DE ARENA, NO SE SIMULA UN POZO A 75 GRADOS YA QUE SE ATRAVIESA SOLAMENTE ARCILLA.					
	1750						
	1050						
	1250						
75	1450	DEBIDO A QUE LA ARENA U SUPERIOR SE CARACTERIZA POR SER SOLAMENTE LENTES DE ARENA, NO SE SIMULA UN POZO A 75 GRADOS YA QUE SE ATRAVIESA SOLAMENTE ARCILLA.					
	1750						
	1050						
	1250						

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 49. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo horizontal 8.

POZO HORIZONTAL VICTORIA 8								
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)								
DRAW DOWN (PSI)	1450		1750		1050		1250	
LONGITUD HORIZONTAL (m)	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER	OIL	WATER
2000	NO SE SIMULA EL POZO CON ESTAS LONGITUDES DE TRAMO HORIZONTAL, DEBIDO A QUE EL RESERVORIO PRESENTA SOLO LENTES DE ARENA QUE NO LLEGAN A DICHAS LONGITUDES.							
1500								
1200	724847	269	0	0	3302858	86421	1788310	4699
1000	724865	217	0	0	3308621	78132	1789056	2567
800	724821	163	0	0	3298167	53787	1781156	2201
600	724643	136	297396	136	3238431	64750	1765841	2918
400	724138	87	297249	87	3087524	89771	1717900	17439
200	721581	824	296948	27	2670440	98155	1601546	28828
100	721470	6	296548	6	2528482	86597	1560729	28533
50	719260	85	295560	6	2445143	101960	1489993	46477

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 50. Producción acumulada de petróleo y agua obtenidos de la simulación del pozo multilateral 8.

POZO MULTILATERAL VICTORIA 7				
PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)				
# RAMAS LATERALES	DOS		TRES	
DRAW DOWN (PSI)	OIL	WATER	OIL	WATER
1450	3789174	528750	5786917	687181
1750	3060117	431338	4681183	555248
1050	7473776	1194707	10830879	1547405
1250	5402309	750737	8005950	986409

Elaborado por: Mónica Paredes

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

ANÁLISIS TÉCNICO

ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO VICTORIA

Para analizar los problemas que se tienen en los principales reservorios del Campo Victoria, se tomó en cuenta el comportamiento de la saturación de agua con respecto al tiempo, es decir desde que el campo empezó su vida productiva hasta la actualidad (Diciembre, 2012) y la permeabilidad horizontal y vertical de cada una de los yacimientos.

Conificación y Digitación son problemas que se tienen en reservorios que poseen acuíferos activos.

Una de las principales características que poseen los yacimientos con acuíferos activos, es que la Presión se mantiene casi constante a través del tiempo. Al perforar un pozo, se genera un diferencial de presión entre la cara del pozo y el reservorio, lo que hace que los fluidos fluyan hacia la zona de menor presión, dando lugar a que el reservorio pierda presión conforme se producen fluidos con el pasar del tiempo. La función de un acuífero activo, es mantener la presión del reservorio mediante la intrusión de agua que reemplaza a los fluidos extraídos de la zona de pago.

Si bien es cierto, que un acuífero ayuda al reservorio a mantener la presión, también es cierto que la Saturación de agua aumenta de manera drástica, precisamente por la intrusión de agua del acuífero al reservorio.

Las Arenas T Inferior y U Inferior, poseen acuíferos laterales activos, por los que actualmente la saturación de agua de estos reservorios es alta. A continuación se muestra una comparación entre la Saturación de agua inicial y la Saturación de agua actual en cada reservorio. La saturación de agua promedio del campo a Diciembre de 2012 es aproximadamente de 80%.

En la arena U inferior, se tiene una mayor entrada de agua debido a que su acuífero es más potente que el acuífero de T Inferior.

Arena U Inferior

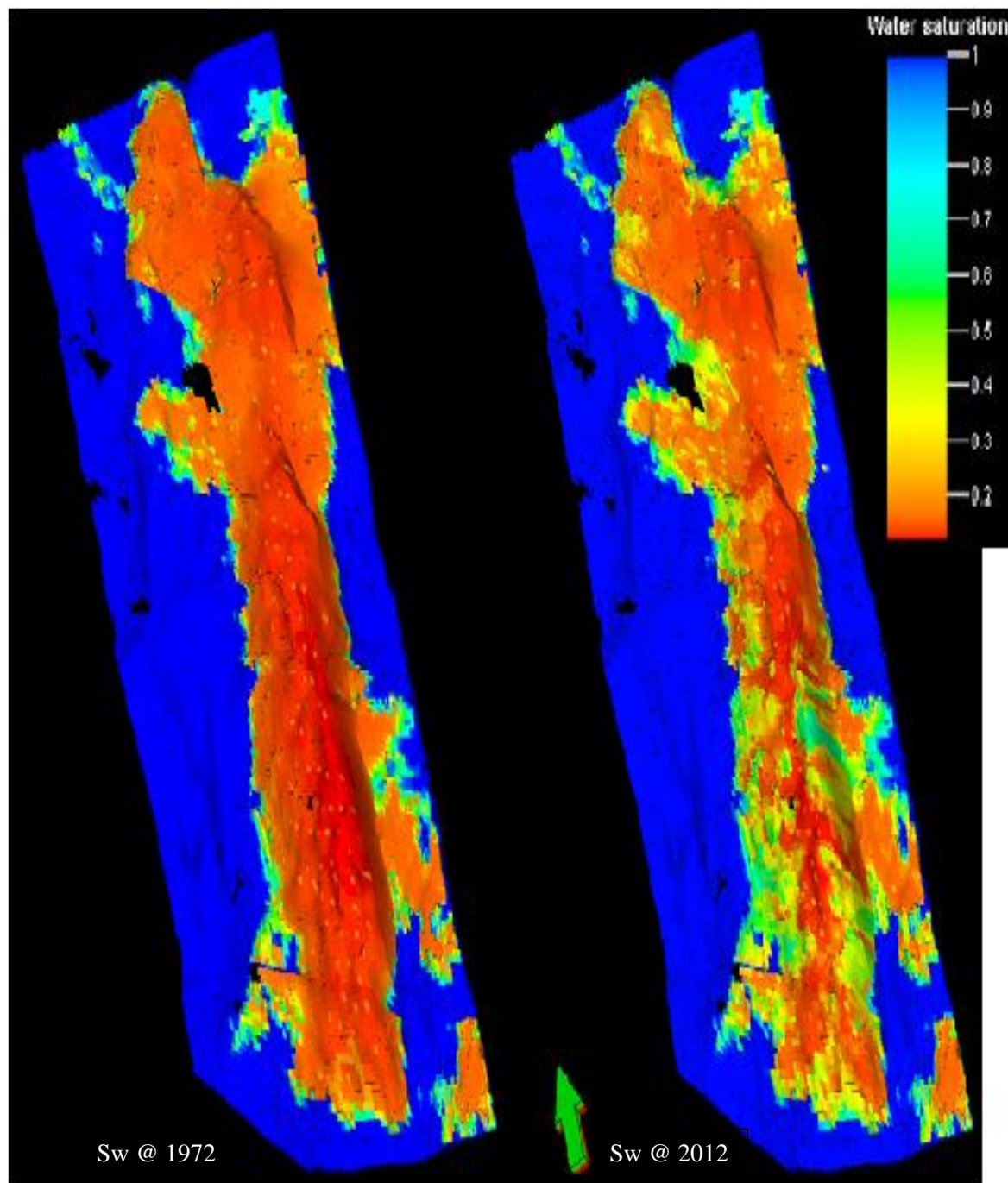


Gráfico 155. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena U Inferior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Arena T Inferior

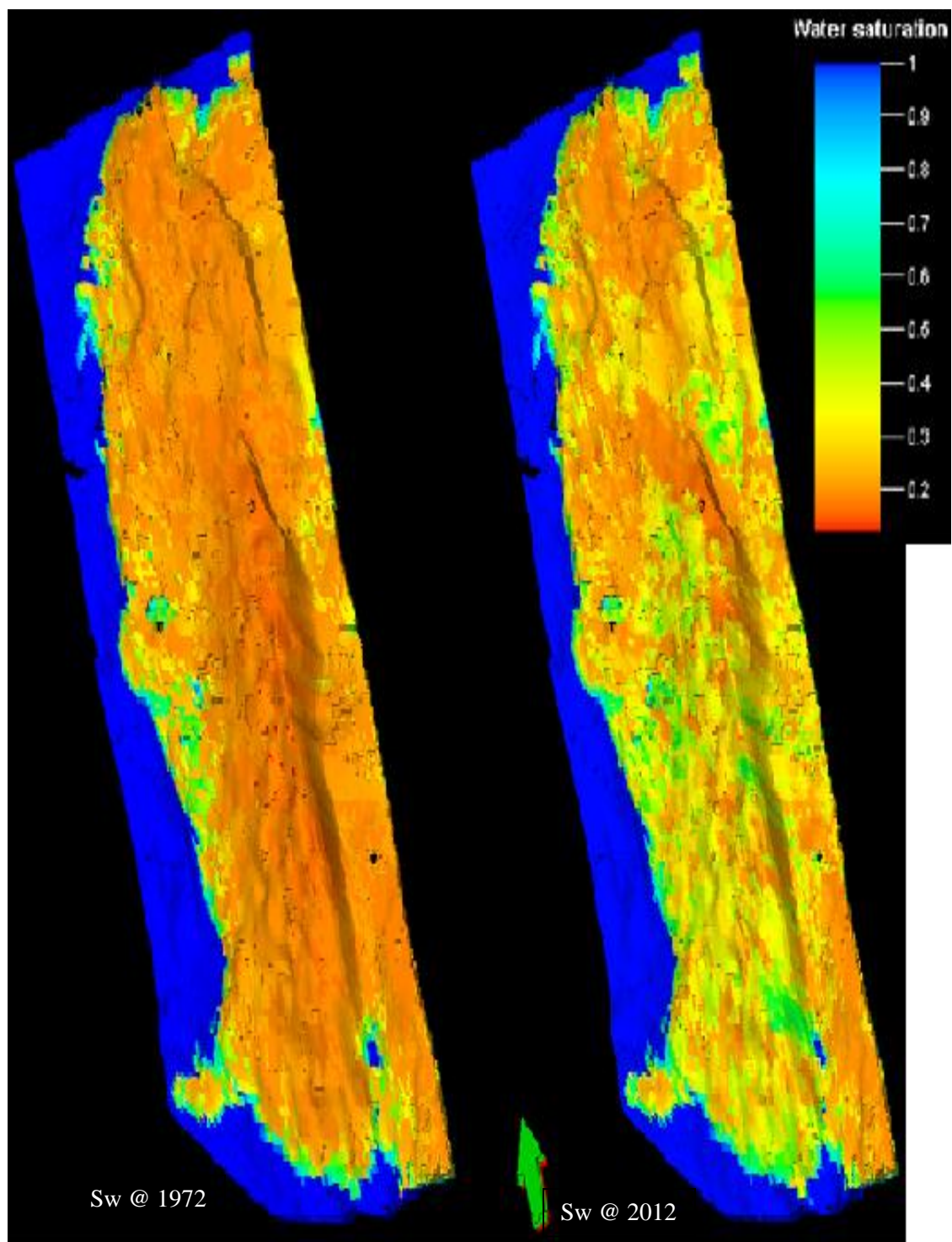


Gráfico 156. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena T Inferior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Arena U Superior

El reservorio U Superior se caracteriza por conformarse por lentes discontinuos de arena y por no poseer un acuífero activo, por lo que la presión de este reservorio ha declinado considerablemente desde que empezó su vida productiva como se puede observar en el Gráfico 81; y la saturación de agua se ha mantenido casi constante como se puede observar en el Gráfico 157.

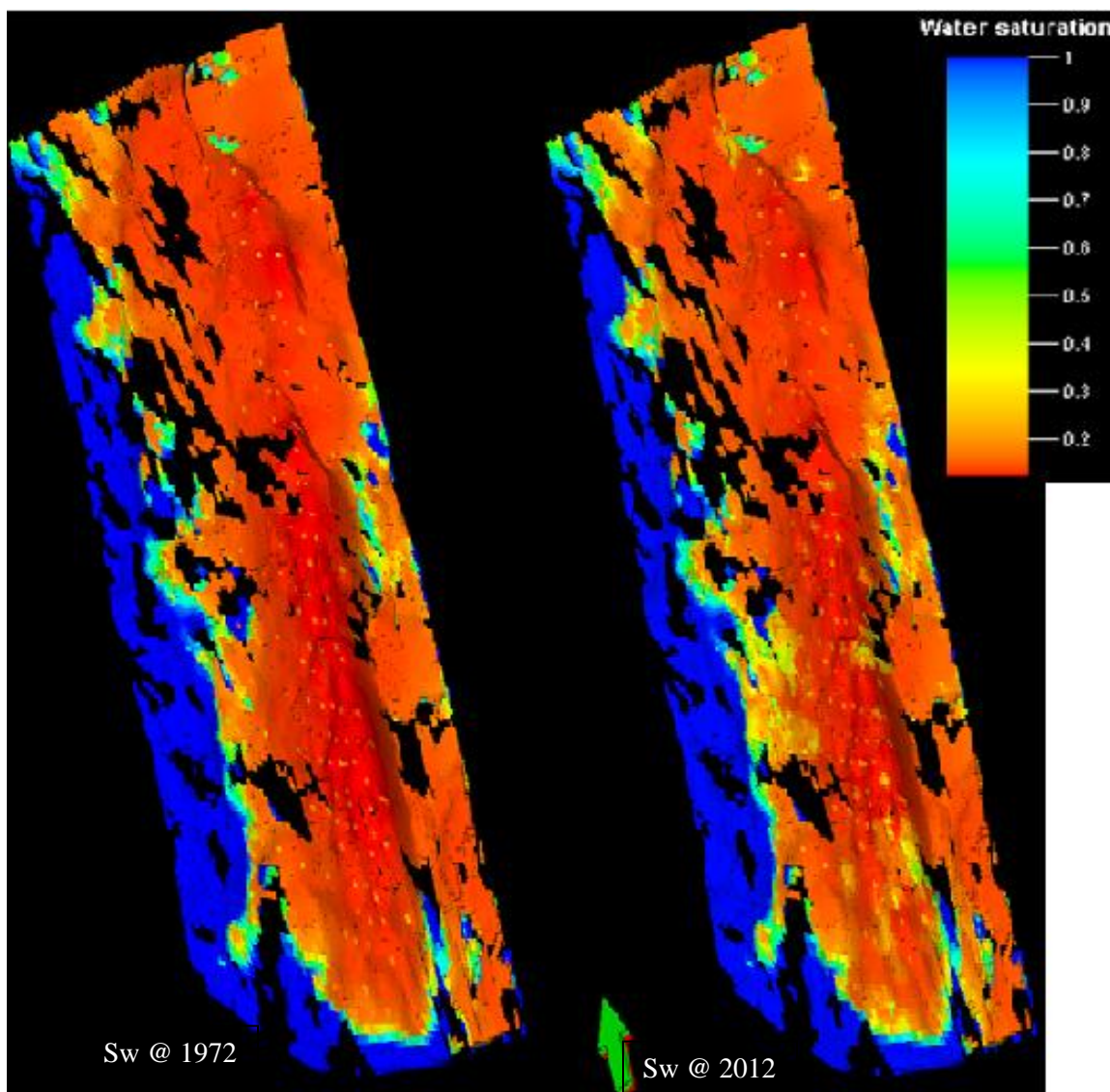


Gráfico 157. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena U Superior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Arena T Superior

El comportamiento de esta arena es similar al comportamiento de U Superior; pues tampoco posee acuífero activo y sus reservas son mucho menores que las de U Superior. Debido a la poca información que se tiene la presión actual de este reservorio no se encuentra bien definida en el modelo en Petrel, como se puede observar en el Gráfico 83; y la saturación de agua casi se ha mantenido constante.

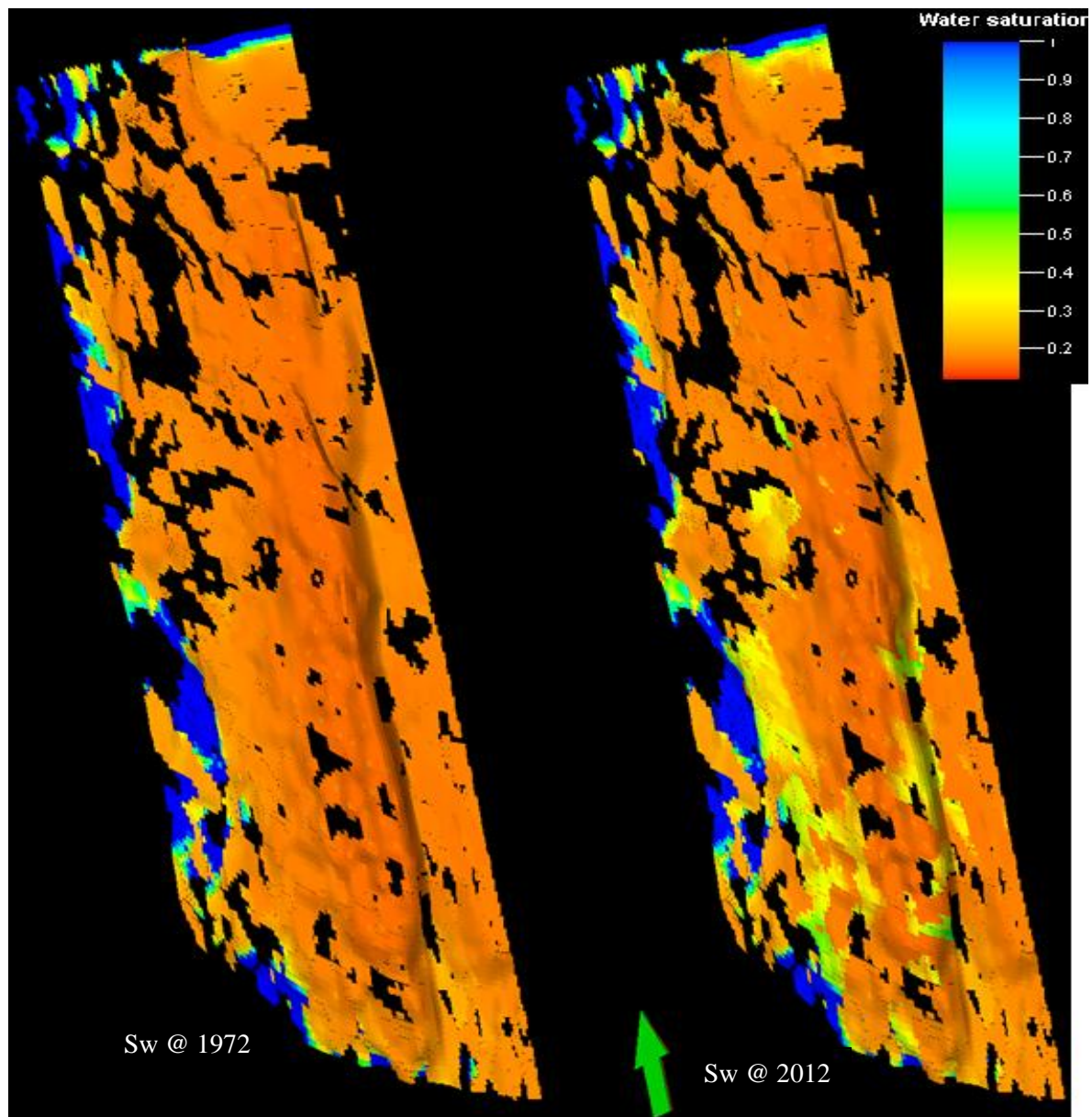


Gráfico 158. Comparación de Saturación de agua de 1972 con la actual de la Arena T Superior
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

En las tres arenas que se nombraron anteriormente, se tienen los tres principales problemas, que son Conificación, Digitación y Canalización.

Análisis de la Conificación y alternativas de completación de los pozos.

Como se había manifestado anteriormente, el Campo Victoria es un campo con reservorios depletados. Las arenas T Inferior y U Inferior poseen acuíferos activos, los cuales proveen de presión y agua a los reservorios, es decir se tiene alta intrusión de agua desde los acuíferos hacia los reservorios.

La Conificación es un fenómeno dinámico que se puede encontrar en yacimientos viejos que producen por empuje hidráulico lateral o de fondo, como es el caso de las arenas T Inferior y U Inferior.

Este fenómeno ocurre por la producción de relativas altas tasas de fluido de pozos que tienen buena permeabilidad vertical, lo que hace que el agua ascienda rápidamente formando un cono; cuando se hacen los disparos cerca de la zona de agua se puede acelerar este problema.

Cuando el corte de agua incrementa rápida y excesivamente se puede sospechar de Conificación en los pozos, sin embargo mediante registros eléctricos se puede conocer con certeza si se tiene o no el problema.

Cabe mencionar que en pozos nuevos no se tiene Conificación, ni cuando se reemplaza un pozo por un gemelo.

Es muy común encontrar este fenómeno en pozos verticales y también en pozos horizontales.

La Conificación no es un problema que se tiene solamente con agua, sino también con gas; que al contrario del agua, el gas descende, formando una especie de cono, como se puede observar en el Gráfico 74 y en el Gráfico 75. Conificación de gas no es un problema muy común, y en las arenas U Inferior y T Inferior no se tiene, ya que ninguno de los reservorios posee capa de gas, ni se encuentran produciendo por debajo del punto de burbuja.

Las soluciones que se propone para este problema son: producir a bajas tasas o cerrar el pozo por un tiempo similar al que el pozo produjo con el fin de equilibrar las fuerzas dinámicas y viscosas de los fluidos; sin embargo, ninguna de estas soluciones resultan económicamente beneficiosas para ningún campo y menos tratándose de un campo como Victoria que ya es viejo y se desea recuperar el mayor volumen de hidrocarburos.

Con el fin de minimizar el impacto de Conificación en la producción de un pozo se simularon dos pozos, uno en U Inferior y otro en T Inferior, para determinar el tipo de completación óptima para este problema.

En el siguiente cuadro se presentan las características de los dos pozos simulados.

Cuadro 51. Características de los pozos simulados con Conificación.

DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS		
POZO	VICTORIA 2	VICTORIA 4
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR
LOCALIZACIÓN	CENTRO SUR	NORTE
PROBLEMA ENCONTRADO	CONIFICACIÓN	CONIFICACIÓN
ESPESOR TV (ft)	90	90
SATURACIÓN DE AGUA (%)	15-70	30 - 70
PERMEABILIDAD HORIZONTAL (mD)	200 - 800	400 - 800
PERMEABILIDAD VERTICAL (mD)	300-1000	400 - 1000
POROSIDAD (%)	15 - 20	15 - 20

Elaborado por: Mónica Paredes

Después de la simulación de los pozos, se obtuvieron los resultados de producción acumulada de petróleo y agua los cuales son presentados en la sección de Procesamiento de datos del anterior capítulo. Para cada caso se marcó de color rojo el caso en el que se había obtenido la máxima producción acumulada de petróleo y agua. A continuación se resume los resultados obtenidos de la simulación de ambos pozos:

Pozo Vertical

Ordenando descendientemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, luego el caso de punzonar la zona de pago más la zona de transición y por último el caso de disparar la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo y agua es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$.

Pozo Direccional

Ordenando descendientemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, y por último el caso de disparar solamente la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto al ángulo, se tiene que mientras mayor sea el ángulo de desviación mayor será la recuperación de petróleo obtenida; mientras que con un ángulo entre 30 y 45° se tiene la mayor recuperación de agua. Para el pozo Victoria 2, a partir del ángulo de 45° no se tiene zona de agua, ya que la saturación de agua que se tiene en la zona que atraviesa el pozo no supera el 60%; por lo que el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo y agua es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$ y con un ángulo de desviación de 30°; mientras que el pozo Victoria 4 solo difiere en el ángulo óptimo, que para este pozo es de 75°.

Pozo Horizontal

Como se había mencionado anteriormente, los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto a la longitud del tramo horizontal, se tiene que mientras mayor sea la longitud mayor será la recuperación de petróleo obtenida; mientras que con una longitud entre 2000 y 1200 m se tiene la mayor recuperación de agua. Cabe mencionar que con un draw down por encima del punto de burbuja se tiene que la longitud óptima es de 1000 m. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con una longitud del tramo horizontal de 2000m.

Pozo Multilateral

Como se había mencionado anteriormente, los pozos multilaterales al igual que los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto al número de ramas laterales, se tiene que con tres ramas se obtiene

la máxima recuperación de petróleo y agua. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de Pb – 200 y con tres ramas laterales. Para facilitar el análisis de los resultados a continuación se muestra un cuadro donde se recopila la máxima producción de petróleo y agua obtenidos de cada tipo de pozo. Haciendo una comparación entre la producción acumulada obtenida de la simulación de cada tipo de pozo, se marca de color rojo los valores de producción máxima de agua y petróleo.

Cuadro 52. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 2.

ARENA U INFERIOR: POZO VICTORIA 2				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		CASOS DE MÁXIMA PRODUCCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 900	5.622.653	5.203.899	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 900	8.642.379	6.400.533	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
				ÁNGULO DE 30°
				NO EXISTE ZONA DE AGUA DESDE ÁNGULO DE 45°
HORIZONTAL	Pb - 200 = 900	8.604.271	1.858.414	2000 m DE LONGITUD DE TRAMO HORIZONTAL
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 1200 m
MULTILATERAL	Pb - 200 = 900	18.879.655	5.107.442	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 53. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 4.

ARENA T INFERIOR: POZO VICTORIA 4				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 850	4.193.998	27.654.503	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 850	10.821.147	39.202.038	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
				ÁNGULO DE 75°
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 45°
HORIZONTAL	Pb - 200 = 850	10.661.756	25.023.814	2000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
MULTILATERAL	Pb - 200 = 850	14.835.674	60.996.080	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes

Como se puede observar en los dos cuadros anteriores, con el pozo multilateral se obtiene mayor recuperación de hidrocarburos, puesto que con este tipo de pozos se mantiene mayor contacto con el reservorio pudiendo drenar zonas difíciles de llegar con pozos convencionales. El problema de estos pozos radica en su alto costo por la complejidad de su perforación y completación.

En el pozo Victoria 2, se obtuvo mayor producción acumulada de agua en el pozo direccional con 45° de ángulo de desviación, y se debe a que a este ángulo el agua no encuentra restricción alguna para ascender, lo contrario de los pozos horizontales y multilaterales en los cuales encuentra restricciones por las caídas de presión, y las ondulaciones del tramo lateral de estos pozos.

Un pozo direccional de alto grado de inclinación, un pozo horizontal de radio medio o radio corto y un multilateral con ramas desviadas de alto ángulo o ramas horizontales de hasta 1000 m, son los pozos más adecuados para minimizar el impacto de la Conificación; puesto que se evita el contacto con el cono. Un pozo vertical es el menos indicado para tratar dicho fenómeno.

El draw down con el que se tiene mayor recuperación de hidrocarburos en todos los casos de todos los tipos de pozos es Pb-200 PSI.

En los pozos verticales y direccionales a sus diferentes ángulos se obtuvo que con una completación selectiva se tiene mayor recuperación de fluidos.

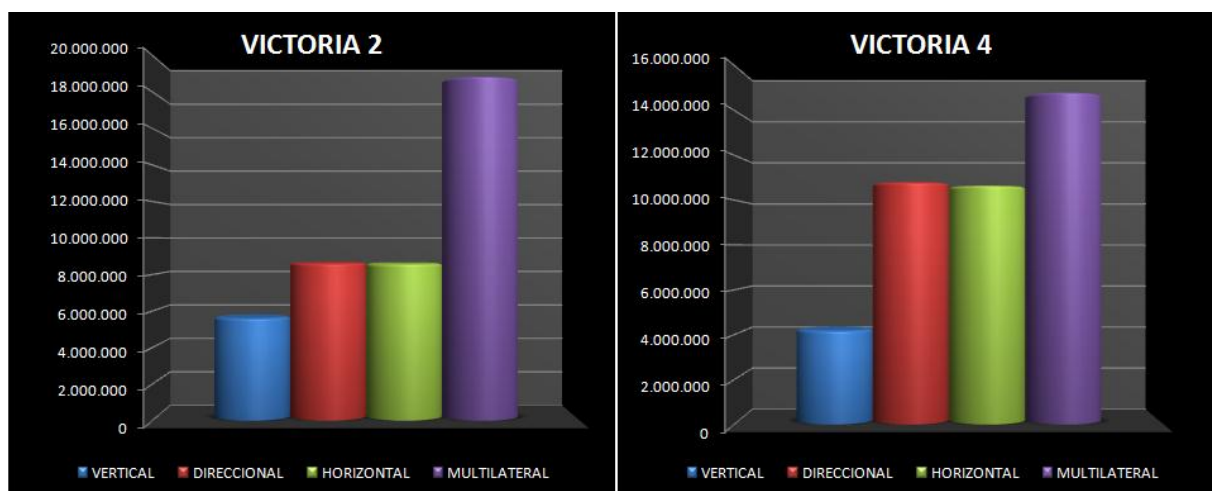


Gráfico 159. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Conificación.

Elaborado por: Mónica Paredes.

A continuación se muestra la presión de fondo fluyente que tendrían los pozos simulados:

Cuadro 54. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Conificación.

CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE		
POZO	VICTORIA 2	VICTORIA 4
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR
PRESIÓN DE RESERVOIRIO ORIGINAL (PSI)	4000	4200
PRESIÓN DE RESERVOIRIO ACTUAL (PSI)	1800	3200
PRESIÓN DE BURBUJA (PSI)	1100	1050
DRAW DOWN ÓPTIMO: Pb-200 (PSI)	900	850
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PSI)	900	2350
POZO REAL CON Pwf SIMILAR	Victoria 224D	Colibrí 13D
BES	DN-800 A DN-1100	GN-1600; DN-1800

Elaborado por: Mónica Paredes.

A pesar de que el Draw Down óptimo es menor a la presión en el punto de burbuja, no necesariamente la presión de fondo fluyente está por debajo de la presión del punto de burbuja, como se puede visualizar en el pozo Victoria 4, sino que más bien depende de la presión del reservorio.

$$P_{wf} = P_r - Draw\ Down$$

Las presiones de fondo fluyente obtenidas para estos pozos están bastante acercadas a la realidad, al comparar estas presiones con las presiones que se tiene en pozos reales cerca de los pozos simulados se pudo verificar que son similares.

Cabe mencionar, que el Pwf del pozo Victoria 2 se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja y se debe a que la zona donde se encuentra situado el pozo es una de las zonas más depletadas de la arena. Si esta zona no estuviese depletada, obtener un Pwf menor a la presión del punto de burbuja sería imposible ya que el acuífero provee de presión al reservorio.

Análisis de la Digitación y alternativas de completación de los pozos.

Digitación es otro de los principales problemas que se tiene en los reservorios del Campo Victoria. Al igual que la Conificación, la digitación se desarrolla en yacimientos con acuíferos de fondo o laterales.

Las arenas U Inferior y T Inferior son reservorios que poseen buena permeabilidad horizontal, que permite que el agua de los acuíferos ascienda horizontalmente de tal manera que se observa el avance de agua en forma de dedos, de ahí el nombre de digitación.

El avance de agua se produce a mayor velocidad que la del crudo debido a su baja viscosidad.

En el siguiente gráfico se puede observar digitación en el sector model del pozo simulado Victoria 5.

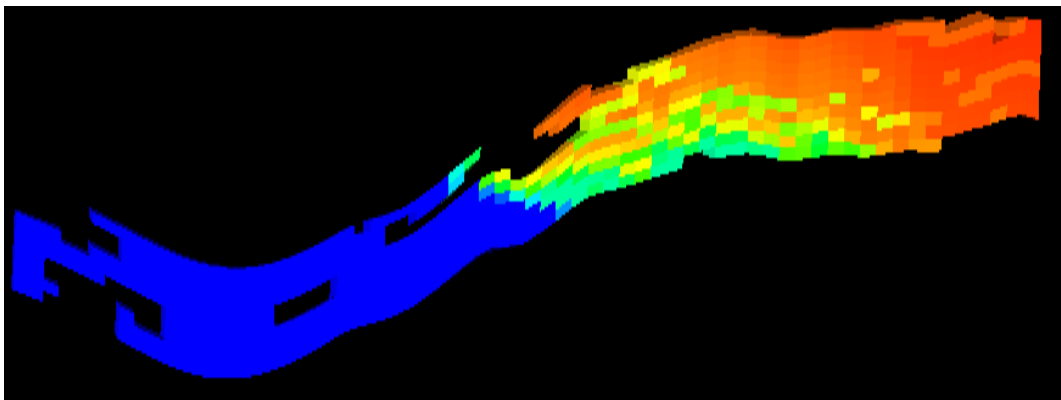


Gráfico 160. Digitación en el pozo simulado Victoria 5.

Elaborado por: Mónica Paredes

Con el fin de buscar alternativas que ayuden a maximizar el factor de recobro en arenas con problemas de Digitación se simularon dos pozos, uno en U Inferior y otro en T Inferior, para determinar el tipo de completación óptima para este problema.

En el siguiente cuadro se presentan las características de los dos pozos simulados.

Cuadro 55. Características de los pozos simulados con problemas de Digitación.

DESCRIPCIÓN DE POZOS		
POZO	VICTORIA 3	VICTORIA 5
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR
LOCALIZACIÓN	SUR	CENTRO NORTE
PROBLEMA ENCONTRADO	DIGITACIÓN	DIGITACIÓN
ESPESOR TV (ft)	65	70
SATURACIÓN DE AGUA (%)	25 - 70	18 - 65
PERMEABILIDAD HORIZONTAL (mD)	300 - 600	500 - 700
PERMEABILIDAD VERTICAL (mD)	200 - 500	10 - 300
POROSIDAD (%)	9 - 15	10 - 15

Elaborado por: Mónica Paredes

Después de la simulación de los pozos, se obtuvieron los resultados de producción acumulada de petróleo y agua los cuales son presentados en la sección de Procesamiento de datos del anterior capítulo. Para cada caso se marcó de color rojo el caso en el que se había obtenido la máxima producción acumulada de petróleo y agua. A continuación se resume los resultados obtenidos de la simulación de ambos pozos:

Pozo Vertical

Ordenando descendientemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, luego el caso de punzonar la zona de pago más la zona de transición y por último el caso de disparar la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendientemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo y agua es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$, es decir con el mayor Draw down.

Pozo Direccional

Ordenando descendientemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, y por último el caso de disparar solamente la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendientemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto al ángulo, se tiene que mientras mayor sea el ángulo de desviación mayor será la recuperación de petróleo obtenida; mientras que con un ángulo entre 30° y 45° se tiene la mayor recuperación de agua. El caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$ y con un ángulo de desviación de 75° .

Pozo Horizontal

Como se había mencionado anteriormente, los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendientemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto a la longitud del tramo horizontal, se tiene que la máxima recuperación de petróleo; se tiene con una longitud entre 800 y 2000 m, mientras que con una longitud de 2000 m se tiene la mayor recuperación de agua. Cabe mencionar que con un draw down por encima del punto de burbuja se tiene que la

longitud óptima está entre 400 y 1000 m. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con una longitud del tramo horizontal de 2000m.

Pozo Multilateral

Como se había mencionado anteriormente, los pozos multilaterales al igual que los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto al número de ramas laterales, se tiene que con tres ramas se obtiene la máxima recuperación de petróleo y agua. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con tres ramas laterales.

Para facilitar el análisis de los resultados a continuación se muestra un cuadro donde se recopila la máxima producción de petróleo y agua obtenidos de cada tipo de pozo simulado. Haciendo una comparación entre la producción acumulada obtenida de la simulación de cada tipo de pozo, se marca de color rojo los valores de producción máxima de agua y petróleo.

Cuadro 56. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 3.

ARENA U INFERIOR: POZO VICTORIA 3				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	$P_b - 200 = 900$	2.876.964	10.349.755	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	$P_b - 200 = 900$	3.488.711	24.803.572	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
				ÁNGULO DE 75°
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 45°
HORIZONTAL	$P_b - 200 = 900$	4.372.249	14.430.328	2000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
MULTILATERAL	$P_b - 200 = 900$	12.068.370	28.459.734	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes.

Cuadro 57. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 5.

ARENA T INFERIOR: POZO VICTORIA 5				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 850	6.160.411	17.495.892	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 850	13.443.391	29.334.900	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
				ÁNGULO DE 75°
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 30°
HORIZONTAL	Pb - 200 = 850	8.874.590	18.284.038	800 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 2000 m
MULTILATERAL	Pb - 200 = 850	19.388.421	57.821.481	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes.

Como se puede observar en los dos cuadros anteriores, con el pozo multilateral se obtiene mayor recuperación de hidrocarburos, puesto que con este tipo de pozos se mantiene mayor contacto con el reservorio pudiendo drenar zonas difíciles de llegar con pozos convencionales.

En ambos pozos, se obtuvo la mayor producción acumulada de agua en los pozos multilaterales con tres ramas, y se debe precisamente al mayor contacto que estos pozos tienen con el reservorio.

Un pozo direccional de alto grado de inclinación, un pozo horizontal de radio medio o radio corto y un multilateral con ramas desviadas de alto ángulo o ramas horizontales de hasta 1000 m, son los pozos más adecuados para minimizar el impacto de la Digitación; puesto que se evita el contacto con las zonas de altas saturaciones de agua. Un pozo vertical es el menos indicado para tratar dicho fenómeno.

El draw down con el que se tiene mayor recuperación de hidrocarburos en todos los casos de todos los tipos de pozos es Pb-200 PSI.

En los pozos verticales y direccionales a sus diferentes ángulos se obtuvo que con una completación selectiva se tiene mayor recuperación de fluidos.

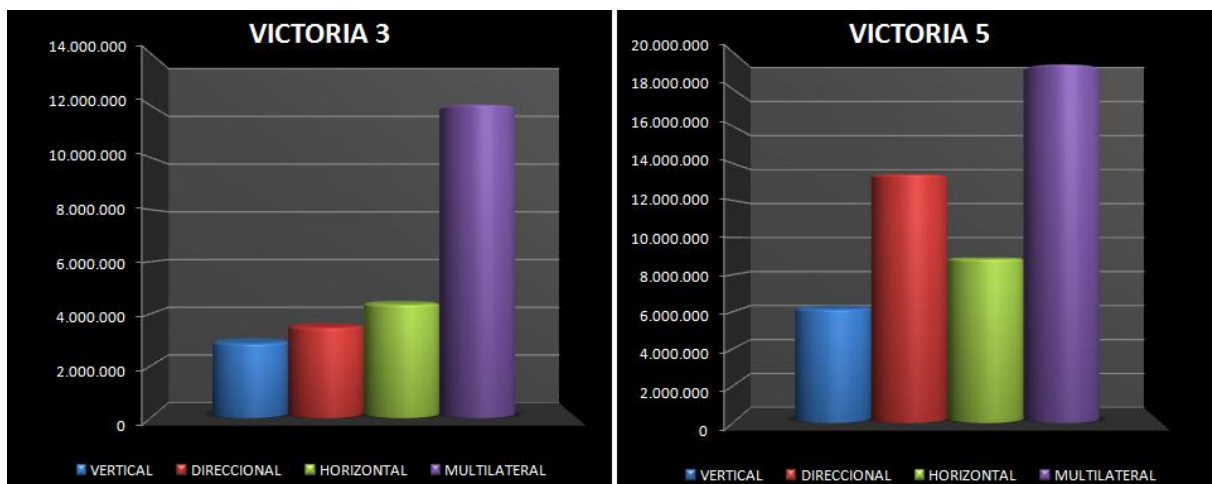


Gráfico 161. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Digitación.

Elaborado por: Mónica Paredes.

En el gráfico anterior se puede observar que en el pozo Victoria 5, la segunda mejor producción acumulativa de petróleo proviene del pozo direccional; y en el pozo Victoria 3, la segunda mejor producción proviene del pozo horizontal.

A continuación se muestra la presión de fondo fluyente que tendrían los pozos simulados:

Cuadro 58. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Digitación.

CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE		
POZO	VICTORIA 2	VICTORIA 4
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR
PRESIÓN DE RESERVORIO ORIGINAL (PSI)	4000	4200
PRESIÓN DE RESERVORIO ACTUAL (PSI)	2800	2400
PRESIÓN DE BURBUJA (PSI)	1100	1050
DRAW DOWN ÓPTIMO: Pb-200 (PSI)	900	850
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PSI)	1900	1550
POZO REAL CON Pwf SIMILAR	Victoria 132D	Victoria 199D
BES	GN-2100	GN-1600

Elaborado por: Mónica Paredes.

Las presiones de fondo fluyente obtenidas para estos pozos están bastante acercadas a la realidad, al comparar estas presiones con las presiones que se tiene en pozos reales cerca de los pozos simulados se pudo verificar que son similares.

Análisis de la Canalización y alternativas de completación de los pozos.

Canalización es uno de los principales problemas que se tiene en los reservorios del Campo Victoria. A diferencia de la conificación y digitación, Canalización no se tiene solamente en reservorios con acuíferos activos, sino también en yacimientos como U Superior, que a pesar de no tener acuífero activo, y de caracterizarse por ser solamente lentes discontinuos de arena, se tiene problemas por Canalización.

En los reservorios U Inferior y T Inferior también se tiene problemas de Canalización debido a sus acuíferos, a la buena permeabilidad tanto vertical como horizontal que permite que el agua encuentre “caminos” por donde fluir con mucha facilidad debido a su baja viscosidad, que a la vez barren petróleo de las zonas más permeables. A medida que aumenta la canalización de agua, la permeabilidad al fluido desplazante (agua) aumenta, es decir con el tiempo el problema se agudiza.

Cuando el agua ha encontrado “caminos” por donde fluir hacia la zona de menor presión, es muy difícil evitar que el agua deje de fluir por dichos caminos; con polímeros o surfactantes se puede lograr tapar estos caminos, más sin embargo el agua encontrará otras vías porosas por donde fluir; es decir es un problema que no se lo puede solucionar del todo, sino solamente mitigarlo por un tiempo determinado.

Con el fin de buscar alternativas que ayuden a maximizar el factor de recobro en arenas con problemas de Canalización se simularon cuatro pozos, uno en U Inferior, otro en T Inferior, y dos en U Superior para determinar el tipo de completación óptima para este problema.

En el siguiente cuadro se presentan las características de los dos pozos simulados.

Cuadro 59. Características de los pozos simulados con problemas de Digitación.

DESCRIPCIÓN DE POZOS				
POZO	VICTORIA 1	VICTORIA 6	VICTORIA 7	VICTORIA 8
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR	U SUPERIOR	U SUPERIOR
LOCALIZACIÓN	NORTE	SUR OESTE	NORTE	SUR
PROBLEMA ENCONTRADO	CANALIZACIÓN	CANALIZACIÓN	CANALIZACIÓN	CANALIZACIÓN
ESPEJOR TV (ft)	54	75	68	45
SATURACIÓN DE AGUA (%)	20 - 60	30 - 100	30 - 70	30 - 70
PERMEABILIDAD HORIZONTAL (mD)	20 - 300	300 - 700	200 - 700	200 - 600
PERMEABILIDAD VERTICAL (mD)	10 - 200	400 - 800	100 - 1000	400 - 1000
POROSIDAD (%)	8 - 15	15 - 20	10 - 20	15 - 20

Elaborado por: Mónica Paredes

Después de la simulación de los pozos, se obtuvieron los resultados de producción acumulada de petróleo y agua los cuales son presentados en la sección de Procesamiento de datos del anterior capítulo. Para cada caso se marcó de color rojo el caso en el que se había obtenido la máxima producción acumulada de petróleo y agua. A continuación se resume los resultados obtenidos de la simulación de los pozos:

Pozo Vertical

En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo y agua es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$, para todos los pozos; en lo único que difieren los pozos de la arena U Superior de los otros pozos se describe a continuación:

- **Arenas T Inferior y U Inferior.**

Ordenando descendentemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, luego el caso de punzonar la zona de pago más la zona de transición y por último el caso de disparar la zona de pago.

- **Arena U Superior.**

La máxima producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, por último se tiene al caso de perforar solamente la zona de pago; mientras que el segundo y tercer lugar lo comparten los casos de punzonar toda la arena y el caso de punzonar la zona de pago más la zona de transición.

Pozo Direccional

En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada; en esto

coinciden todos los pozos. A continuación se describe las otras características de los casos para cada arena productora:

- **Arenas T Inferior y U Inferior.**

Ordenando descendentemente la producción obtenida de la predicción de los diferentes casos se tiene en primer lugar al caso de perforar la zona de pago más la zona de transición, seguida por el caso de punzonar toda la arena, y por último el caso de disparar solamente la zona de pago. En cuanto al ángulo, se tiene que mientras mayor sea el ángulo de desviación mayor será la recuperación de petróleo obtenida; mientras que con un ángulo entre 45 y 60° se tiene la mayor producción de agua. El caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva; con un draw down de $P_b - 200$ y con un ángulo de desviación de 75°.

- **Arena U Superior.**

Debido a que se trata de lentes discontinuos de arena, en el pozo Victoria 7 no se simula el pozo con ángulo de 75° y en el pozo Victoria 8 no se simula el pozo desde un ángulo de 60°, ya que el espesor de los lentes de arena no permiten simular a estos ángulos porque se invadiría la zona de shale; en el pozo Victoria 7 no se tiene zona de agua desde 45° y en el pozo Victoria 8 para ningún ángulo existe zona de agua; debido a que no existen zonas con saturación de agua mayor al 60%.

En cuanto al ángulo, se tiene que la mayor recuperación de crudo y agua se obtiene con un ángulo entre 15 y 30°. El caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: Punzonar la zona de pago más la zona de agua o toda la arena en el caso de no existir zona de agua, lo que se logra con una completación selectiva o simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con un ángulo de desviación entre 30 y 45°.

Pozo Horizontal

Como se había mencionado anteriormente, los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada para todos los pozos. A continuación se describe las otras características de los casos para cada arena productora:

- **Arenas T Inferior y U Inferior.**

En cuanto a la longitud del tramo horizontal, se tiene que la máxima recuperación de petróleo y agua se tiene con una longitud entre de 2000 m. Cabe mencionar que con un draw down por encima del punto de burbuja se tiene que la longitud óptima está entre 100 y 800 m. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con una longitud del tramo horizontal de 2000m.

- **Arena U Superior.**

En cuanto a la longitud del tramo horizontal, se tiene que la máxima recuperación de petróleo se tiene con una longitud entre de 1200 y 2000 m; mientras que la mayor producción de agua se tiene con una longitud entre 50 y 200 m. Cabe mencionar que con un draw down bajo no produce la arena.

Pozo Multilateral

Como se había mencionado anteriormente, los pozos multilaterales al igual que los pozos horizontales solo atraviesan la zona de pago. En cuanto al Draw down óptimo, si ordenamos ascendentemente, se tiene que la producción acumulada también sigue este orden, es decir a mayor draw down, mayor producción acumulada. En cuanto al número de ramas laterales, se tiene que con tres ramas se obtiene la máxima recuperación de petróleo y agua. Entonces, el caso con el que se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo es: con una completación simple; con un draw down de $P_b - 200$ y con tres ramas laterales, resultados válidos para todos los pozos.

- **Arena U Superior.**

En el sector Sur de este reservorio no se simuló el pozo multilateral Victoria 8 por su pobre espesor y continuidad de arena.

Para facilitar el análisis de los resultados a continuación se muestra un cuadro donde se recopila la máxima producción de petróleo y agua obtenidos de cada tipo de pozo simulado. Haciendo una comparación entre la producción acumulada obtenida de la simulación de cada tipo de pozo, se marca de color rojo los valores de producción máxima de agua y petróleo.

Cuadro 60. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 1.

ARENA U INFERIOR: POZO VICTORIA 1				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 900	6.642.431	2.492.304	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 900	13.814.627	6.326.405	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA ÁNGULO DE 75°
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 45°
				2000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
MULTILATERAL	Pb - 200 = 900	30.330.077	8.345.376	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes.

Cuadro 61. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 7.

ARENA T SUPERIOR: POZO VICTORIA 7				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 1050	3.282.105	1.456.118	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 1050	4.611.022	1.518.231	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA ÁNGULO DE 15°
				NO EXISTE ZONA DE AGUA DESDE ÁNGULO DE 45°
				NO SE SIMULA POZO DE 75°: ZONA DE SHALE
HORIZONTAL	Pb - 200 = 1050	3.601.301	227.362	2000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 200 m.
MULTILATERAL	Pb - 200 = 1050	10.830.879	1.547.405	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes.

Cuadro 62. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 6.

ARENA T INFERIOR: POZO VICTORIA 6				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 850	2.600.206	41.918.334	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 850	10.558.313	74.655.848	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA COMPLETACIÓN SELECTIVA ÁNGULO DE 75°
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 60°
				2000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
MULTILATERAL	Pb - 200 = 850	19.233.412	112.882.036	TRES RAMAS LATERALES

Elaborado por: Mónica Paredes.

Cuadro 63. Comparación de la máxima producción de agua y petróleo entre los diferentes casos simulados para el pozo Victoria 8.

ARENA T SUPERIOR: POZO VICTORIA 8				
TIPO DE POZO	DRAW DOWN (PSI)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)		DESCRIPCIÓN
		OIL	WATER	
VERTICAL	Pb - 200 = 1050	1.959.210	280.131	Z. DE PAGO + Z. DE AGUA
				COMPLETACIÓN SELECTIVA
DIRECCIONAL	Pb - 200 = 1050	2.389.872	406.615	TODA LA ARENA
				COMPLETACIÓN SIMPLE
				ÁNGULO DE 30°
				NO EXISTE ZONA DE AGUA DESDE ÁNGULO DE 15°
HORIZONTAL	Pb - 200 = 1050	3.308.621	101.960	NO SE SIMULA POZO DE 60 Y 75°: ZONA DE SHALE
				1000 m DE LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL
				MÁX. PROD. ACUMULADA DE AGUA A 50 m.
				NO SE SIMULA POZO DE 2000 A 1200 m: SHALE
MULTILATERAL	Pb - 200 = 1050	-	-	NO SE SIMULA POZO MULTILATERAL: NO HAY CONTINUIDAD DE ARENA

Elaborado por: Mónica Paredes.

Como se puede observar en los cuadros anteriores, con el pozo multilateral se obtiene mayor recuperación de hidrocarburos, puesto que con este tipo de pozos se mantiene mayor contacto con el reservorio pudiendo drenar zonas difíciles de llegar con pozos convencionales; sin embargo es cuestión de análisis económico si la arena U Superior puede pagar la perforación de un pozo no convencional.

En los pozos de la arena T Inferior y U Inferior, se obtuvo la mayor producción acumulada de agua en los pozos multilaterales con tres ramas, y se debe precisamente al mayor contacto que estos pozos tienen con el reservorio. Un pozo direccional de alto grado de inclinación, un pozo horizontal de radio medio o radio corto y un multilateral con ramas desviadas de alto ángulo o ramas horizontales de hasta 1000 m, son los pozos más adecuados para minimizar el impacto de la Canalización; puesto que se evita el contacto con las zonas de altas saturaciones de agua.

Un pozo vertical es el menos indicado para tratar dicho fenómeno. El draw down con el que se tiene mayor recuperación de hidrocarburos en todos los casos de todos los tipos de pozos es Pb-200 PSI. En los pozos verticales y direccionales a sus diferentes ángulos se obtuvo que con una completación selectiva se tiene mayor recuperación de fluidos.

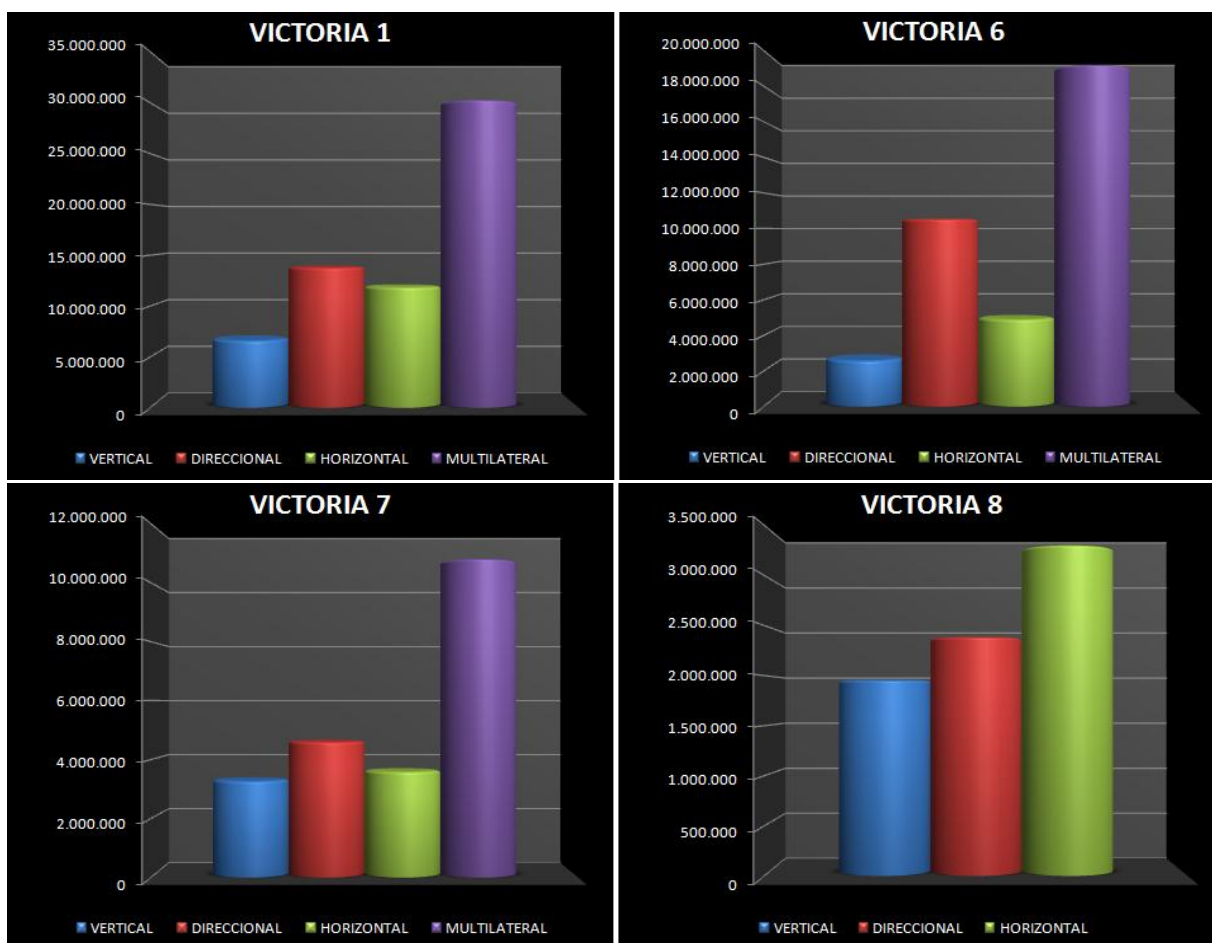


Gráfico 162. Comparación entre la producción acumulada de petróleo obtenido de la simulación de los diferentes tipos de pozos con Canalización.

Elaborado por: Mónica Paredes.

En los gráficos anteriores se puede observar que en todos los pozos, la segunda mejor producción acumulativa de petróleo proviene del pozo direccional. A continuación se muestra la presión de fondo fluyente que tendrían los pozos simulados:

Cuadro 64. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente de los pozos simulados con Digitación.

CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE				
POZO	VICTORIA 1	VICTORIA 6	VICTORIA 7	VICTORIA 8
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR	U SUPERIOR	U SUPERIOR
PRESIÓN DE RESERVOIRIO ORIGINAL (PSI)	4000	4200	3700	3700
PRESIÓN DE RESERVOIRIO ACTUAL (PSI)	3000	2800	1100	1300
PRESIÓN DE BURBUJA (PSI)	1100	1050	1250	1250
DRAW DOWN ÓPTIMO: Pb-200 (PSI)	900	850	1050	1050
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PSI)	2100	1950	50	250
POZO REAL CON Pwf SIMILAR	Colibrí 12D	Vcitoria 125D	-	-
BES	GN-2100	GN-2100	-	-

Elaborado por: Mónica Paredes.

Las presiones de fondo fluylene obtenidas para los pozos de las arenas T Inferior y U Inferior están bastante acercadas a la realidad, al comparar estas presiones con las presiones que se tiene en pozos reales cerca de los pozos simulados se pudo verificar que son similares.

En los pozos de la arena U Superior, la máxima recuperación de crudo se obtuvo un draw down alto, sin embargo el Pwf correspondiente es demasiado pequeño, lo cual no es real. Actualmente el Pwf promedio registrado de los pozos productores de U Superior es de 800 PSI; lo que correspondería a un draw down óptimo de 300 a 500 PSI.

Caso Base

El caso base del Campo Victoria se planteó con las condiciones del campo a Febrero de 2012 y sin la perforación de ningún pozo nuevo en los 14 años.



Gráfico 163. Caso Base del Campo Victoria.

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

A continuación se muestra, el caso base más los casos de los 7 pozos multilaterales perforados.

Como se puede observar en el Gráfico 164, con la perforación de nuevos pozos se obtiene una ganancia de volumen de crudo recuperado en comparación con la curva base.

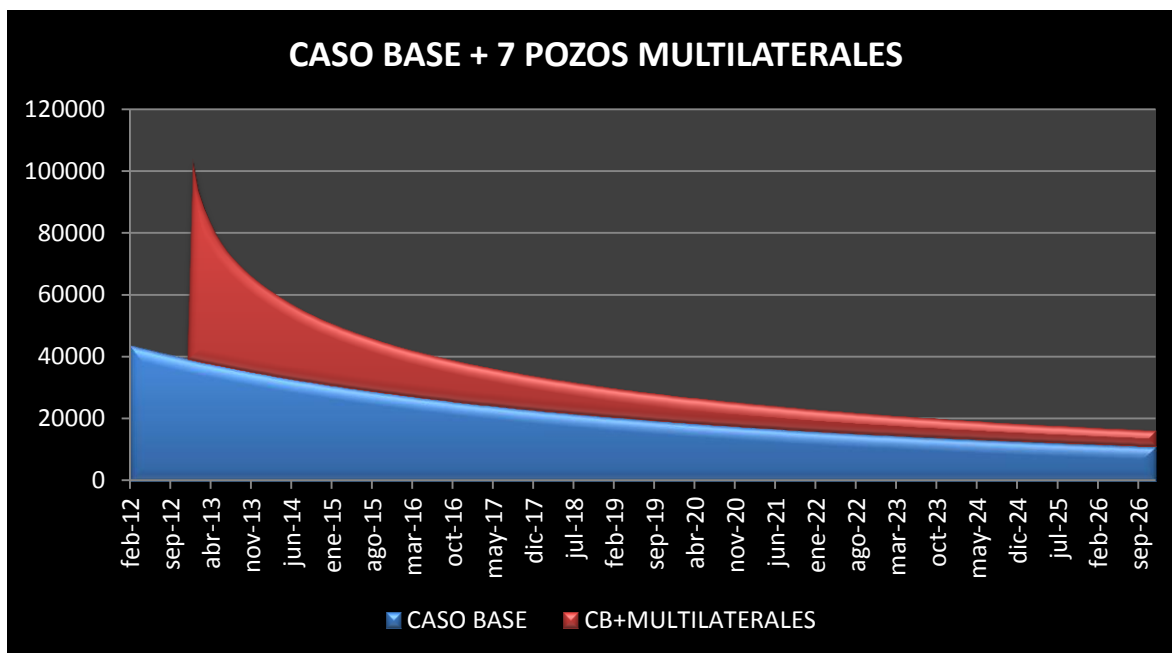


Gráfico 164. Caso base + producción de los pozos multilaterales simulados.
Elaborado por: Mónica Paredes

ANÁLISIS ECONÓMICO

Como se había mencionado en capítulos anteriores, la simulación de los pozos ficticios se realizó sin tomar en cuenta los pozos ya existentes en el campo, por lo que las tasas de producción son elevadas tal cual fueron cuando empezó la vida productiva del campo.

Con el fin de que el análisis económico demuestre el estado actual del campo, se tomarán en cuenta dos pozos tipo, es decir, con producciones promedio de un pozo considerado buen productor y con tasas de agua relativamente altas.

Un pozo demostrará la realidad del reservorio U Inferior y T Inferior y otro pozo demostrará la realidad de la arena U Superior.

Cabe destacar, que la producción del Campo Victoria se encuentra en manos de un Consorcio conformado por cuatro importantes empresas, dos de las cuales son empresas de servicios petroleros, la tercera es la empresa estatal del país y la cuarta empresa financia el proyecto. Todas las empresas trabajan con responsabilidades compartidas en diferentes porcentajes. El contrato se firmó en Febrero de 2012 y terminará en Diciembre de 2026.

Cuando se dice que el Consorcio es el encargado de la producción del Campo Victoria, se refiere a que el Consorcio es el encargado de incrementar la producción de crudo por encima de la Curva Base. El incremento de producción se lo realizará mediante un número determinado de reacondicionamientos de pozos y de un número determinado de nuevos pozos perforados, entre los cuales serán pozos Infill, de desarrollo y de avanzada.

Para cada año de duración del contrato se tiene un cronograma establecido de Reacondicionamientos y Perforación de pozos. Cuando se cumplan los cinco primeros años del contrato, se decidirá si el contrato sigue o no hasta el 2026; ya que en este lapso de tiempo se analizará si el Consorcio ha cumplido con los objetivos planteados.

A continuación se muestra gráficamente el caso base y la producción incremental del Campo Victoria por parte del Consorcio establecido en el contrato firmado con la empresa estatal ecuatoriana.

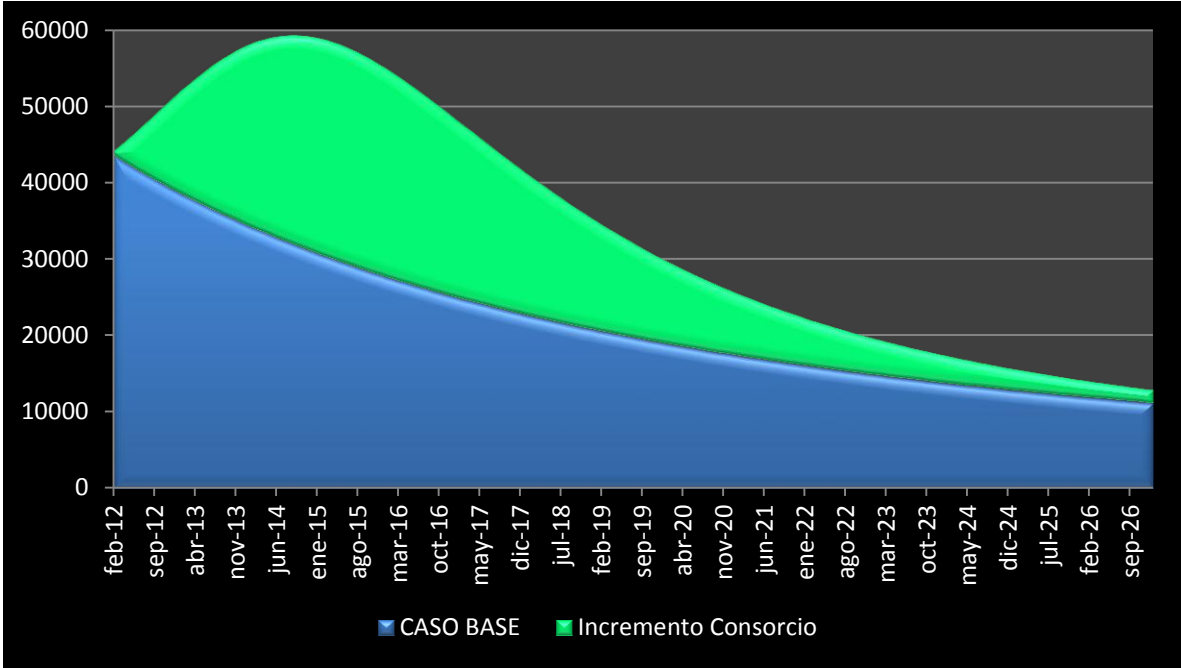


Gráfico 165. Caso base + producción incremental por Consorcio.

Elaborado por: Mónica Paredes

Fuente: Departamento de Producción, CSSFD

Cuadro 65. Recuperación de petróleo del Caso Base y del CSSFD.

RECUPERACIÓN DE OIL (BBSTB) 2012 - 2026	
CASO BASE	1,32
CASO BASE + Consorcio	1,38

Elaborado por: Mónica Paredes.

Como se puede ver en el Cuadro 65, el compromiso de Consorcio es incrementar la recuperación de crudo 2.259.178 STB por encima de la curva base. Por cada barril incrementado por encima de la curva base Consorcio recibe 30,62 USD sin tomar en cuenta costos ni impuestos.

Para el análisis económico se han establecido los siguientes costos y valores; los cuales son fijos para todos los pozos y para todas las arenas productoras:

Cuadro 66. Valores establecidos para el desarrollo del análisis económico

VALORES ESTABLECIDOS		
PAGO POR BARRIL DE PETRÓLEO A Consorcio	30,62	USD/B
IMPUESTOS	7,30	USD/B
COSTOS FIJOS	8,70	USD/B
COSTOS VARIABLES	2,00	USD/B

Fuente: Departamento Financiero, CSSFD
Elaborado por: Mónica Paredes.

Como inversiones se tomarán los costos de perforación y completación de un pozo. Los costos varían de acuerdo al tipo de pozo que se tiene, a continuación se especifica las condiciones. Cabe señalar que los costos son valores promedios.

Cuadro 67. Costos promedios de la perforación y completación de un pozo.

TIPO DE POZO	COSTO (USD)	DESCRIPCIÓN
VERTICAL	5.500.000	COMPLETACIÓN SELECTIVA: ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA
		PROFUNDIDAD MÁXIMA: 10000 ft
		APLICA PARA TODAS LAS ARENAS ESTUDIADAS
DIRECCIONAL	8.500.000	COMPLETACIÓN SELECTIVA: ZONA DE PAGO + ZONA DE AGUA
		ÁNGULO DE DESVIACIÓN: 75° PARA U _i Y T _i
		ÁNGULO DE DESVIACIÓN: ENTRE 15 Y 30° PARA U _s
HORIZONTAL	13.500.000	LONGITUD DEL TRAMO HORIZONTAL: 2000 m
		COMPLETACIÓN SENCILLA
		APLICA PARA TODAS LAS ARENAS ESTUDIADAS
MULTILATERAL	18.000.000	TRES RAMAS LATERALES CON UN MÁXIMO DE LONGITUD DE 1000 m.
		COMPLETACIÓN SENCILLA
		APLICA PARA TODAS LAS ARENAS ESTUDIADAS

Fuente: Departamento Financiero, CSSFD
Elaborado por: Mónica Paredes.

Las declinaciones de producción para las arenas U Inferior y T Inferior son las mismas para el análisis económico puesto que se analizará un pozo que represente las dos arenas; para U superior por sus características se tienen otras declinaciones promediadas de la producción real de esta arena de 6 pozos. A continuación se muestra las declinaciones de producción que se toman para este proyecto:

Cuadro 68. Declinaciones promedio por arena productora.

DECLINACIONES PROMEDIO POR ARENA PRODUCTORA		
DECLINACIONES (%)	ARENAS Ti Y Ui	ARENA Us
PRIMER AÑO	50	25
SEGUNDO Y TERCER AÑO	20	15
CUARTO AÑO EN ADELANTE	12	12

Fuente: Departamento Financiero, CSSFD

Elaborado por: Mónica Paredes

Debido a la marcada diferencia que existe en la producción de las arenas principales (U Inferior y T Inferior) con la arena U Superior, la producción inicial para cada tipo de pozo según la arena productora es diferente; lo que se muestra a continuación:

Cuadro 69. Producción inicial promedio según el tipo de pozo y arena productora

PRODUCCIÓN INICIAL PROMEDIO (BPPD)		
TIPO DE POZO	ARENAS Ti Y Ui	ARENA Us
VERTICAL	1200	450
DIRECCIONAL	1600	700
HORIZONTAL	1500	650
MULTILATERAL	2100	950

Elaborado por: Mónica Paredes.

Arenas U Inferior y T Inferior

En el Cuadro 71, Cuadro 72, Cuadro 73y Cuadro 74; se muestra el Flujo Neto de Caja para cada caso mencionado.

A continuación un gráfico para visualizar cual es la mejor opción económica.

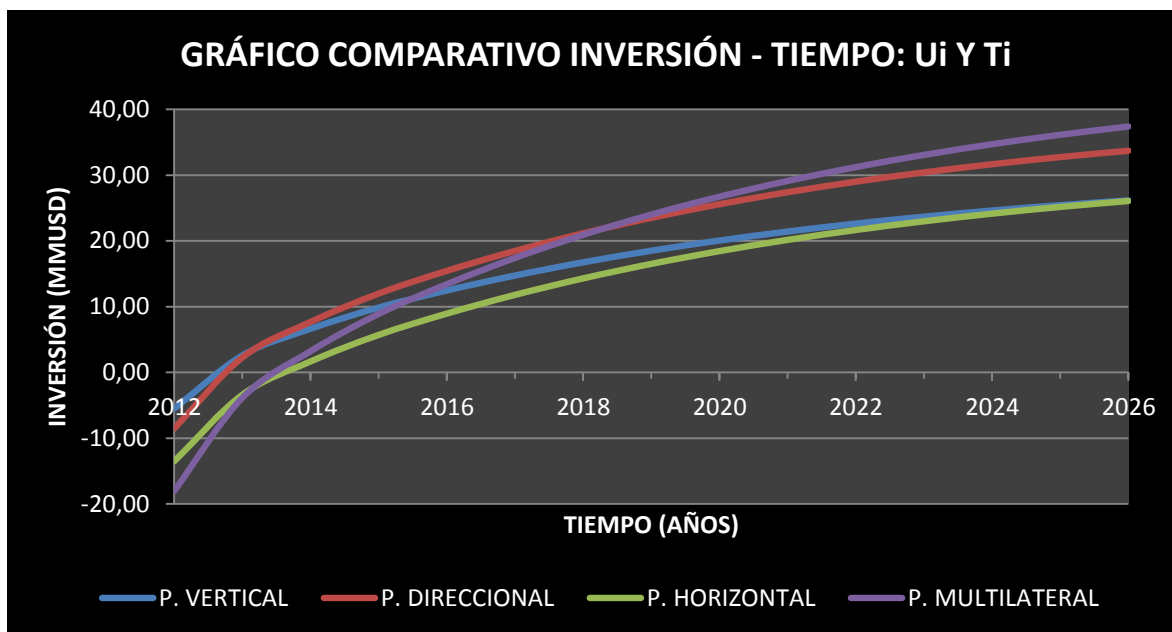


Gráfico 166. Gráfico comparativo Inversión – Tiempo: Arenas Ui y Ti.
Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 70. Cuadro comparativo de inversiones según el tipo de pozo: arenas U Inferior y T Inferior.

CUADRO COMPARATIVO DE INVERSIONES SEGÚN EL TIPO DE POZO				
TIPOS DE POZOS	VERTICAL	DIRECCIONAL	HORIZONTAL	MULTILATERAL
INVERSIÓN TOTAL (MMUSD)	5,5	8,5	13,5	18
TIEMPO RECUPERACIÓN INVERSIÓN (AÑOS)	0,68	0,79	1,78	1,70
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	106,00	87,02	40,13	43,37
VALOR ACTUAL NETO (USD)	14,28	17,98	11,82	17,37

Elaborado por: Mónica Paredes

Como se puede observar en el Gráfico 166 y en el Cuadro 70; económicamente un pozo vertical resulta la mejor opción, sin embargo técnicamente resultan ser la peor opción ya que la producción de agua incrementaría drásticamente y es muy probable que por tal razón el pozo tenga que ser abandonado. Un pozo horizontal además de resultar ser la segunda peor opción técnica, también resulta ser la segunda peor opción económica.

La mejor opción económica para mitigar los problemas de los yacimientos U Inferior y T Inferior son los pozos direccionales, como se puede observar en el Cuadro 65, ya que la inversión se recupera en aproximadamente dos años y la TIR es de 87%. La segunda mejor opción económica son los pozos multilaterales, si bien es cierto que estos pozos presentan muchos problemas en la perforación y completación, si se tiene un buen plan de desarrollo de estos pozos, económicamente pueden ser la mejor opción.

Cuadro 71. Flujo neto de caja para el pozo vertical: Arenas U Inferior y T Inferior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO VERTICAL TIPO PARA ARENAS U Inferior Y T Inferior															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO VERTICAL (B/d)		1200	600	480	384	338	297	262	230	203	178	157	138	122	107
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		438000	219000	175200	140160	123341	108540	95515	84053	73967	65091	57280	50406	44358	39035
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		13,41	6,71	5,36	4,29	3,78	3,32	2,92	2,57	2,26	1,99	1,75	1,54	1,36	1,20
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		0,88	0,44	0,35	0,28	0,25	0,22	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		3,81	1,91	1,52	1,22	1,07	0,94	0,83	0,73	0,64	0,57	0,50	0,44	0,39	0,34
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		8,72	4,36	3,49	2,79	2,46	2,16	1,90	1,67	1,47	1,30	1,14	1,00	0,88	0,78
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,64	0,32	0,25	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		8,09	4,04	3,24	2,59	2,28	2,00	1,76	1,55	1,37	1,20	1,06	0,93	0,82	0,72
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA (MMUSD/AÑO)	-5,5	8,09	4,04	3,24	2,59	2,28	2,00	1,76	1,55	1,37	1,20	1,06	0,93	0,82	0,72

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 72. Flujo neto de caja para el pozo direccional: Arenas U Inferior y T Inferior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO DIRECCIONAL TIPO PARA ARENAS U Inferior Y T Inferior															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO DIRECCIONAL (B/d)		1600	800	640	512	451	396	349	307	270	238	209	184	162	143
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		584000	292000	233600	186880	164454	144720	127353	112071	98623	86788	76373	67208	59143	52046
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		17,88	8,94	7,15	5,72	5,04	4,43	3,90	3,43	3,02	2,66	2,34	2,06	1,81	1,59
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		1,17	0,58	0,47	0,37	0,33	0,29	0,25	0,22	0,20	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		5,08	2,54	2,03	1,63	1,43	1,26	1,11	0,98	0,86	0,76	0,66	0,58	0,51	0,45
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		11,63	5,82	4,65	3,72	3,28	2,88	2,54	2,23	1,96	1,73	1,52	1,34	1,18	1,04
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,85	0,42	0,34	0,27	0,24	0,21	0,19	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		10,78	5,39	4,31	3,45	3,04	2,67	2,35	2,07	1,82	1,60	1,41	1,24	1,09	0,96
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-8,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA (MMUSD/AÑO)	-8,5	10,78	5,39	4,31	3,45	3,04	2,67	2,35	2,07	1,82	1,60	1,41	1,24	1,09	0,96

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 73. Flujo neto de caja para el pozo horizontal: Arenas U Inferior y T Inferior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO HORIZONTAL TIPO PARA ARENAS U Inferior Y T Inferior															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO HORIZONTAL (B/d)		1500	750	600	480	422	372	327	288	253	223	196	173	152	134
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		547500	273750	219000	175200	154176	135675	119394	105067	92459	81364	71600	63008	55447	48793
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		16,76	8,38	6,71	5,36	4,72	4,15	3,66	3,22	2,83	2,49	2,19	1,93	1,70	1,49
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		1,10	0,55	0,44	0,35	0,31	0,27	0,24	0,21	0,18	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		4,76	2,38	1,91	1,52	1,34	1,18	1,04	0,91	0,80	0,71	0,62	0,55	0,48	0,42
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		10,91	5,45	4,36	3,49	3,07	2,70	2,38	2,09	1,84	1,62	1,43	1,26	1,10	0,97
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,80	0,40	0,32	0,25	0,22	0,20	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		10,11	5,06	4,04	3,24	2,85	2,51	2,20	1,94	1,71	1,50	1,32	1,16	1,02	0,90
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-13,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA (MMUSD/AÑO)	-13,5	10,11	5,06	4,04	3,24	2,85	2,51	2,20	1,94	1,71	1,50	1,32	1,16	1,02	0,90

Elaborado por: Mónica Paredes.

Cuadro 74. Flujo neto de caja para el pozo Multilateral: Arenas U Inferior y T Inferior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO MULTILATERAL TIPO PARA ARENAS U Inferior Y T Inferior															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO HORIZONTAL (B/d)		2100	1050	840	672	591	520	458	403	355	312	275	242	213	187
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		766500	383250	306600	245280	215846	189945	167151	147093	129442	113909	100240	88211	77626	68311
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		23,47	11,74	9,39	7,51	6,61	5,82	5,12	4,50	3,96	3,49	3,07	2,70	2,38	2,09
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		1,53	0,77	0,61	0,49	0,43	0,38	0,33	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,14
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		6,67	3,33	2,67	2,13	1,88	1,65	1,45	1,28	1,13	0,99	0,87	0,77	0,68	0,59
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		15,27	7,63	6,11	4,89	4,30	3,78	3,33	2,93	2,58	2,27	2,00	1,76	1,55	1,36
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		1,11	0,56	0,45	0,36	0,31	0,28	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		14,15	7,08	5,66	4,53	3,99	3,51	3,09	2,72	2,39	2,10	1,85	1,63	1,43	1,26
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA (MMUSD/AÑO)	-18	14,15	7,08	5,66	4,53	3,99	3,51	3,09	2,72	2,39	2,10	1,85	1,63	1,43	1,26

Elaborado por: Mónica Paredes

Arena U Superior

En el Cuadro 76, Cuadro 77, Cuadro 78 y Cuadro 79; se muestra el Flujo Neto de Caja para cada caso mencionado.

A continuación un gráfico para visualizar cual es la mejor opción económica.

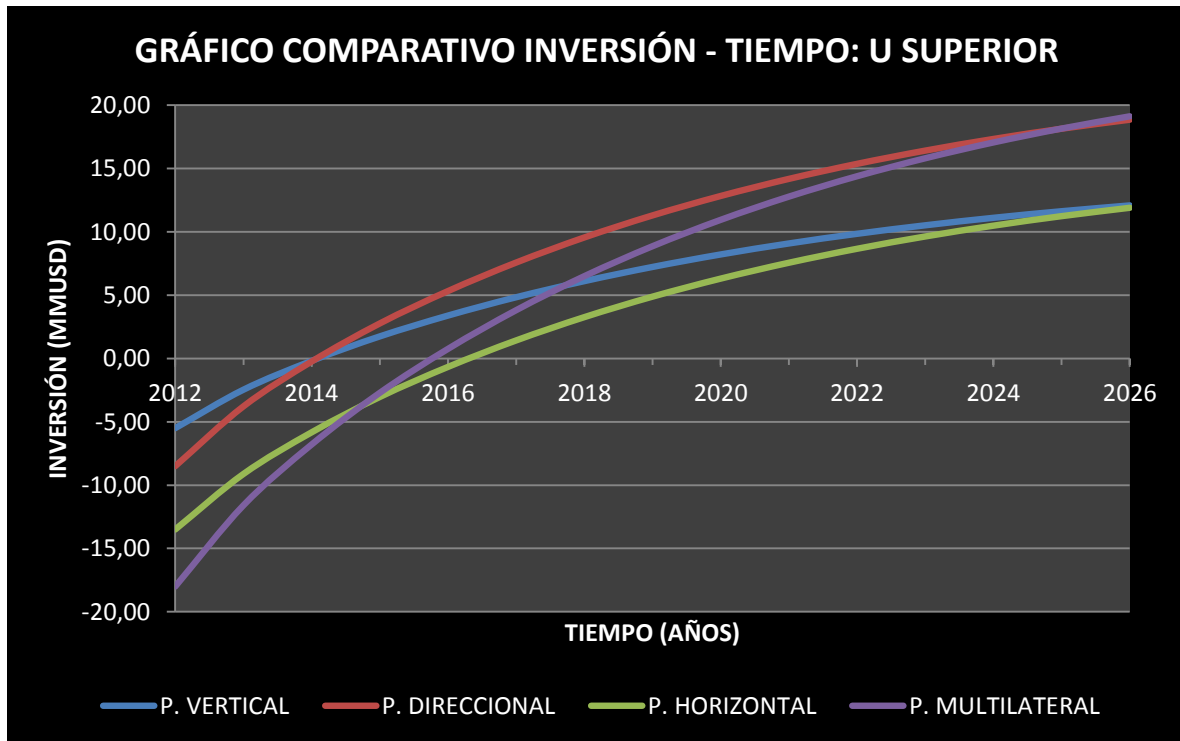


Gráfico 167. Gráfico comparativo Inversión – Tiempo: Arena U Superior
Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 75. Cuadro comparativo de inversiones según el tipo de pozo: Arna U Superior.

CUADRO COMPARATIVO DE INVERSIONES SEGÚN EL TIPO DE POZO				
TIPOS DE POZOS	VERTICAL	DIRECCIONAL	HORIZONTAL	MULTILATERAL
INVERSIÓN TOTAL (MMUSD)	5,5	8,5	13,5	18
TIEMPO RECUPERACIÓN INVERSIÓN (AÑOS)	2,28	2,26	4,52	3,84
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	36,73	37,08	15,24	18,22
VALOR ACTUAL NETO (USD)	5,20	8,14	2,46	5,17

Elaborado por: Mónica Paredes.

Como se puede observar en el Gráfico 167 y en el Cuadro 75; la mejor opción económica para mitigar los problemas del reservorio U Superior son los pozos direccionales. La segunda mejor opción económica son los pozos verticales, pero también son la peor opción técnica.

Cuadro 76. Flujo neto de caja para el pozo vertical: Arena U Superior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO VERTICAL TIPO PARA ARENAS U SUPERIOR															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO VERTICAL (B/d)		450	338	287	244	215	189	166	146	129	113	100	88	77	68
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		164250	123188	104709	89003	78323	68924	60653	53375	46970	41333	36373	32009	28168	24787
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		5,03	3,77	3,21	2,73	2,40	2,11	1,86	1,63	1,44	1,27	1,11	0,98	0,86	0,76
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		0,33	0,25	0,21	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		1,43	1,07	0,91	0,77	0,68	0,60	0,53	0,46	0,41	0,36	0,32	0,28	0,25	0,22
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		3,27	2,45	2,09	1,77	1,56	1,37	1,21	1,06	0,94	0,82	0,72	0,64	0,56	0,49
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,24	0,18	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		3,03	2,27	1,93	1,64	1,45	1,27	1,12	0,99	0,87	0,76	0,67	0,59	0,52	0,46
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA	-5,5	3,03	2,27	1,93	1,64	1,45	1,27	1,12	0,99	0,87	0,76	0,67	0,59	0,52	0,46

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 77. Flujo neto de caja para el pozo direccional: Arena U Superior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO DIRECCIONAL TIPO PARA ARENA U SUPERIOR															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO VERTICAL (B/d)		700	525	446	379	334	294	258	227	200	176	155	136	120	106
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		255500	191625	162881	138449	121835	107215	94349	83027	73064	64296	56581	49791	43816	38558
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		7,82	5,87	4,99	4,24	3,73	3,28	2,89	2,54	2,24	1,97	1,73	1,52	1,34	1,18
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		0,51	0,38	0,33	0,28	0,24	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		2,22	1,67	1,42	1,20	1,06	0,93	0,82	0,72	0,64	0,56	0,49	0,43	0,38	0,34
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		5,09	3,82	3,24	2,76	2,43	2,14	1,88	1,65	1,46	1,28	1,13	0,99	0,87	0,77
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,37	0,28	0,24	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		4,72	3,54	3,01	2,56	2,25	1,98	1,74	1,53	1,35	1,19	1,04	0,92	0,81	0,71
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-8,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA	-8,5	4,72	3,54	3,01	2,56	2,25	1,98	1,74	1,53	1,35	1,19	1,04	0,92	0,81	0,71

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 78. Flujo neto de caja para el pozo horizontal: Arena U Superior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO HORIZONTAL TIPO PARA ARENAS U SUPERIOR															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO VERTICAL (B/d)		650	488	414	352	310	273	240	211	186	164	144	127	111	98
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		237250	177938	151247	128560	113133	99557	87610	77097	67845	59704	52539	46235	40686	35804
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		7,26	5,45	4,63	3,94	3,46	3,05	2,68	2,36	2,08	1,83	1,61	1,42	1,25	1,10
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		0,47	0,36	0,30	0,26	0,23	0,20	0,18	0,15	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		2,06	1,55	1,32	1,12	0,98	0,87	0,76	0,67	0,59	0,52	0,46	0,40	0,35	0,31
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		4,73	3,54	3,01	2,56	2,25	1,98	1,75	1,54	1,35	1,19	1,05	0,92	0,81	0,71
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,34	0,26	0,22	0,19	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		4,38	3,29	2,79	2,37	2,09	1,84	1,62	1,42	1,25	1,10	0,97	0,85	0,75	0,66
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-13,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA	-13,5	4,38	3,29	2,79	2,37	2,09	1,84	1,62	1,42	1,25	1,10	0,97	0,85	0,75	0,66

Elaborado por: Mónica Paredes

Cuadro 79. Flujo neto de caja para el pozo Multilateral: Arena U Superior

ANÁLISIS ECONÓMICO: POZO MULTILATERAL TIPO PARA ARENA U SUPERIOR															
ITEMS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUCCIÓN: POZO VERTICAL (B/d)		950	713	606	515	453	399	351	309	272	239	210	185	163	143
PRODUCCIÓN ANUAL (B/AÑO)		346750	260063	221053	187895	165348	145506	128045	112680	99158	87259	76788	67574	59465	52329
PAGO POR BARRIL DE OIL A CSSFD (USD/B)		30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62
INGRESOS (MMUSD/AÑO)		10,62	7,96	6,77	5,75	5,06	4,46	3,92	3,45	3,04	2,67	2,35	2,07	1,82	1,60
COSTOS VARIABLES (MMUSD/AÑO)		0,69	0,52	0,44	0,38	0,33	0,29	0,26	0,23	0,20	0,17	0,15	0,14	0,12	0,10
COSTOS FIJOS (MMUSD/AÑO)		3,02	2,26	1,92	1,63	1,44	1,27	1,11	0,98	0,86	0,76	0,67	0,59	0,52	0,46
UTILIDADES ANTES DE IMP. (MMUSD/AÑO)		6,91	5,18	4,40	3,74	3,29	2,90	2,55	2,24	1,98	1,74	1,53	1,35	1,18	1,04
IMPUESTOS (MMUSD/AÑO)		0,50	0,38	0,32	0,27	0,24	0,21	0,19	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08
UTILIDADES DESPUÉS DE IMP. (MMUSD/AÑO)		6,40	4,80	4,08	3,47	3,05	2,69	2,36	2,08	1,83	1,61	1,42	1,25	1,10	0,97
INVERSIONES (MMUSD/AÑO)	-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA	-18	6,40	4,80	4,08	3,47	3,05	2,69	2,36	2,08	1,83	1,61	1,42	1,25	1,10	0,97

Elaborado por: Mónica Paredes

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Que los principales problemas que se tiene en las arenas U Inferior y T Inferior son Conificación, Digitación y Canalización que se deben en gran medida a la vasta producción de fluidos que se han obtenido desde 1972 que empezó la vida productiva del Campo y a la influencia de sus acuíferos, que hace que el corte de agua aumente drásticamente.
- Que la arena U Superior sufre de Canalización, que al pesar de ser un problema, este fenómeno ayuda a barrer el crudo de las zonas más permeables. Este reservorio no posee acuífero activo, lo que quiere decir que el corte de agua casi se mantiene constante, y se puede constatar con el historial de producción de los pozos reales que drenan dicho yacimiento. Actualmente se tiene un corte de agua promedio de 10,67 % y una producción de 539 BPPD promedio de los pozos reales productores de la arena U Superior; lo que ratifica lo dicho.
- Que para mitigar los efectos de Conificación, Digitación y Canalización, técnicamente un pozo multilateral con tres ramas laterales que atraviesen solamente la zona de pago y con un draw down alto (Pb-200) es el óptimo para todas las arenas productoras.
- Que la segunda mejor opción para mitigar los problemas de los reservorios U Inferior y T Inferior es un pozo direccional completado selectivamente para producir de la zona de pago + zona de agua, con un ángulo de 75° y al mayor draw down posible.
- Que un pozo vertical es la peor opción en reservorios como T Inferior y U Inferior ya que estos pozos no ayudan de ninguna manera a mitigar los problemas que se tienen por Conificación, Digitación y Canalización, sino que por el contrario dejan que el corte de agua incremente drásticamente.

- Que la mejor opción económica para mitigar los problemas de los reservorios U Inferior, T Inferior y U Superior son los pozos direccionales; la segunda mejor opción económicamente hablando son los pozos multilaterales para las principales arenas, mientras que para U Superior la segunda mejor opción son los pozos verticales.
- Que los pozos horizontales son la peor opción económica, inclusive peores que los pozos verticales y técnicamente es la tercera opción superando solamente a los pozos verticales.
- Que la producción de agua obtenida de la simulación de pozos es muy alta en las arenas T Inferior y U Inferior, llegando inclusive a una relación 3:1 de producción de agua con respecto a la producción de petróleo.
- Que a un ángulo entre 30 y 45° en un pozo direccional se tiene la máxima producción de agua.
- Que en los pozos horizontales y en los ramales horizontales de los pozos multilaterales se deben tener en cuenta las caídas de presión por fricción, aceleración y elevación que se tienen en el flujo de fluidos a través de tuberías, con el fin de obtener información real y lógica de la predicción de producción de pozos simulados.
- Que una completación inteligente selectiva puede ser una buena opción para los pozos multilaterales ya que se tendría información como volumen de fluido, presión, temperatura, BSW, entre otros de cada ramal de la arena.

RECOMENDACIONES

- Que en las completaciones selectivas, en la zona de agua se punzone con una densidad de disparos menor a la densidad de disparos en la zona de pago, con el fin de extraer la mayor cantidad de crudo y a la vez drenar el acuífero para evitar conificación prematura.
- Que con un buen diseño, con buena tecnología y un plan de desarrollo se recomienda la perforación de pozos multilaterales para mitigar los problemas en los reservorios U Inferior y T Inferior.

- Que se deben drenar varios yacimientos con los distintos ramales de los pozos multilaterales.
- Que además de pozos multilaterales, también se utilicen pozos direccionales de alto ángulo ($> 45^\circ$) que drenen la zona de pago + la zona de agua y con un alto draw down ($P_b - 200$), para mitigar los problemas de los reservorios, ya que son la mejor opción económica y la segunda mejor opción técnica.
- Que se mejore las facilidades de recepción de agua de formación de las arenas reservorio que se drenen.
- Que se realice un estudio exclusivo para pozos horizontales y multilaterales combinando variables como la longitud del tramo horizontal, número de segmentos en que se divida la sección horizontal y tipo de completaciones para los pozos horizontales; y para los multilaterales, número de ramas laterales, longitud de las ramas laterales, ángulo de separación entre los ramales, tipos de pozos (direccionales u horizontales), tipo de completación, tipo de junta entre el pozo principal y los ramales y diámetro de los ramales; con el fin de obtener la combinación óptima para incrementar el factor de recobro en los reservorios del Campo y disminuir la inversión inicial y gastos futuros.

CAPÍTULO VI

BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

1. ABDALLAH, W., BUCKLEY, J., & CARNEGIE, A. (2007). Los fundamentos de la Mojabilidad. *Oilfield Review SLB* , 48.
2. AHMED, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional.
3. AMAYA, M., AMAYA, R., CASTAÑO, H., & LOZANO, E. (2010). Casabe;; Revitalización de un campo maduro. *Oilfield Review SLB* , 4 - 15.
4. ARANA, V., TRUJILLO, D., & SÁNCHEZ, J. (2006). *Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos*. México: UNAM.
5. ARRIETA, M. (2012). *Completación de pozos petroleros*. Maracaibo.
6. ASQUITH, G., & KRYGOWSKY, D. (2004). *Basic well log analysis*. Tulsa - Oklahoma: Editorial AAPG.
7. BABY, P., RIVADENEIRA, M., & BARRGÁN, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Ana Murie Brougere.
8. BAILEY, B., CRABTREE, M., & ELPHICK, J. (2000). Control de Agua. *Oilfield Review SLB* , 33 - 48.
9. BALDAUFF, J., RUNGE, T., CADENHEAD, J., & FAUR, M. (2004 - 2005). Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. *Oilfield Review SLB* , 5 - 9.
10. BARBERII, E. (2010). *El pozo ilustrado*. Zulia: Edición Mercado Negro.
11. BARRIOL, I., POP, J., BARTMAN, B., & CORBIELL, R. (2005). Las presiones de las operaciones de perforación y producción. *Oilfield Review SLB* , 26 - 32.
12. BATEMAN, R. (1940). *Open - hole Log analysis and formation evaluation*. Boston: Editorial IHRDC.
13. BENNETZEN, B., FULLER, J., ISEVCAN, E., & KREPP, T. (2010). Pozos de alcance extendido. *Oilfield Review SLB* , 4 - 10.
14. BEVERIDGE, K., ECK, J., GOH, G., & IZETTI, R. (2012). Terminaciones Inteligentes Modulares. *Oilfield Review SLB* , 18 - 23.

15. CARRERA, S., CASTRO, J., GONZÁLES, L., & GORGONE, I. (2010). *Alcance el yacimiento*. México: WEC México .
16. CARRILLO, L. (25 de 01 de 2006). http://www.oilproduction.net/cms/files/Parte_02_Reservorios_Lucio_Carrillo____Descripcion.pdf. Recuperado el 15 de 12 de 2012, de Descripción del Reservorio.
17. COATS, K. (1969). Reservoir Simulation: State of the Art. *SPE* , 33-42.
18. Consulting, I. (9 de Febrero de 2006). *Retos tecnológicos en la recuperación y producción de crudos pesados*. Recuperado el 22 de Diciembre de 2012, de <http://www.iat.com.ve/recuperacion-y-produccion-de-crudos-pesados-en-venezuela/>.
19. CRAFT, B., & HAWKINS, M. J. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Editorial Tecnos.
20. CRICHLLOW, H. (1977). *Modern Reservoir engineering*. New York: ERCB.
21. DA SILVA, M. (2011). *Análisis de las Relaciones Porosidad Permeabilidad en sedimentos no consolidados*. Sartenejas: Ed. Des.
22. DAKE, L. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. New York: Elsevier Science Publishers.
23. DALTON, M. y. (1990). Simulación Matemática de Yacimientos. *SPE* , 63-66.
24. DOWSTON, G., KLAUSEN, T., HENDRICKS, A., & PAFITIS, D. (2000). Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional. *Oilfield Review SLB* , 21.
25. ELLIS, T., ERKAL, A., & GORDON, G. (2010). Dispositivos de control de influjo: Perfeccionamiento de los estándares. *Oilfield Review SLB* , 38-42.
26. ESCOBAR, F. (2006). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva - Huila: Editorial Universidad Surcolombiana.
27. FONTENOT, K., LESSO, B., STIKCLER, R., & WARREN, T. (2005). Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. *Oilfield Review SLB* , 47 - 62.
28. FRAIJA, J., OHMER, H., & PULICK, T. (2002 - 2003). Nuevos aspectos d la construcción de pozos multilaterales. *Oilfield Review SLB* , 57-62.
29. GORDON, A. C. (1996). Simulation Throghout the live of a reservoir. *Oilfield Review, SLB* , 16 - 27.
30. HIDALGO, M. (2009). *A Reference Manual for all aplicacion engineers detailing main considerations for implement ESP's on dual completions (concentric or parallel type)*. Sucumbíos.

31. MARIA, A. (1997). Introduction to Modeling simulation. *Proceding of the 1997 Winter Simulation Conference* (pág. 20). New York: S. Andradottir Publishing.
32. MCKEE, J., CALVACHE, G., & MALAVÉ, K. (2004). *Estudio de la perforación multilateral aplicado al Campo Cononaco, operado por Petroproducción*. Quito.
33. NARVÁEZ, D. (2000). Dual zone completions. Alternatives to produce simultaneously two reservoirs with ESP Systems. *SPE* , 1 - 6.
34. PDVSA. (5 de enero de 2008). *Petróleos de Venezuela*. Recuperado el 12 de Diciembre de 2012, de http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pes/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html.
35. *Principles of Applied Reservoir Simulation* 2001 Gulf Professional Publishing
36. RODRÍGUEZ DE LA GARZA, F. (2005). *Simulación de Yacimientos petroleros*. México: PEMEX E&P UNAM.
37. Rodriguez, R. (25 de Octubre de 2006). *Rocas y yacimientos sedimentarios detríticos*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2012, de <http://www.unalmed.edu.co/rrodriguez/yacimientos-higueras/ymdetríticos.htm>.
38. ROJAS, L., MIRANDA, J., & Carlos, H. *Ingeniería de Yacimientos de Petróleo*. Distrito San Tomé.
39. STEPHEN, D., REYES, Á., HUBER, M., & RAW, I. (2008). Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos. *Oilfield Review SLB* , 6-9.
40. STERMAN, J. (1994). Learning about complex systems. *SPE* , 291.
41. UNAM-DEPFI. *Introducción a la simulación Numérica de Yacimientos*. México.
42. VARGAS, E. (2009 de Septiembre de 2009). *Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible (BES)*. Recuperado el 2 de Enero de 2012, de <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml#ixzz2Jgn6UtsP>.

WEBGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

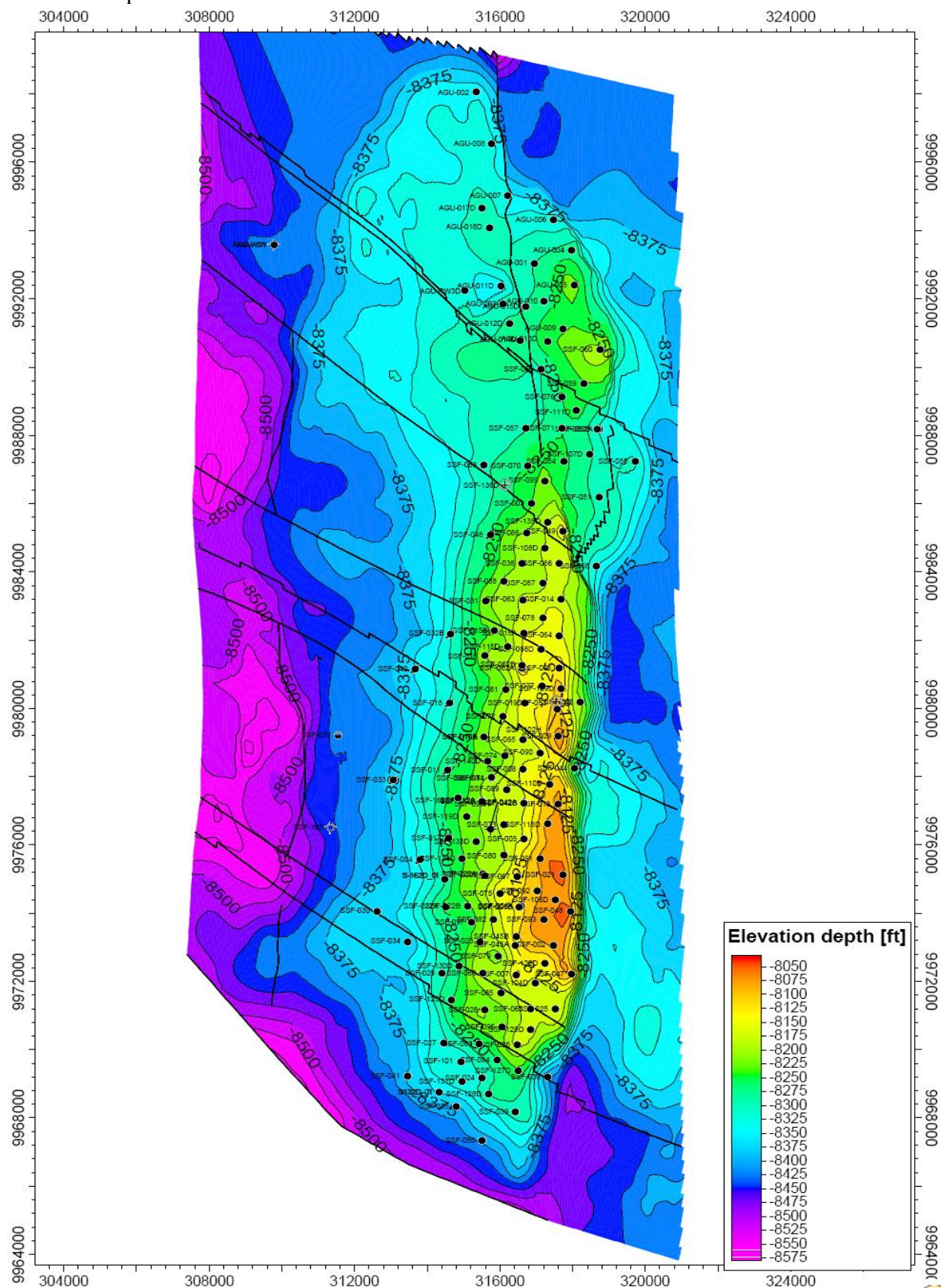
1. <http://hub.com>
2. <http://ingenieriadeyacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/propiedades-del-black-oil.html>
3. <http://simulacion-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-modelos-de-simulacion-de.html>
4. <http://es.scribd.com/doc/103866987/15/Densidad-del-agua-de-formacion>

5. <http://es.scribd.com/doc/38518085/Primera-Parte>
6. <http://yacimientos-de-gas-condensado.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/propiedades-de-las-aguas-de-formacion.html>
7. <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>
8. <http://es.scribd.com/doc/103866987/14/Coeficiente-de-viscosidad-de-agua-de-formacion-%CE%BCw>
9. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p44_61.pdf
10. <http://www.slb.com/about/who.aspx>
11. <http://www.slb.com/about/codeofethics.aspx>
12. <http://simulacion-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/02/simulacion-de-yacimientos-limitaciones.html>
13. http://cotejohistoricoypredicciones.blogspot.com/2010_09_01_archive.html
14. <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-bombeo-mecanico>

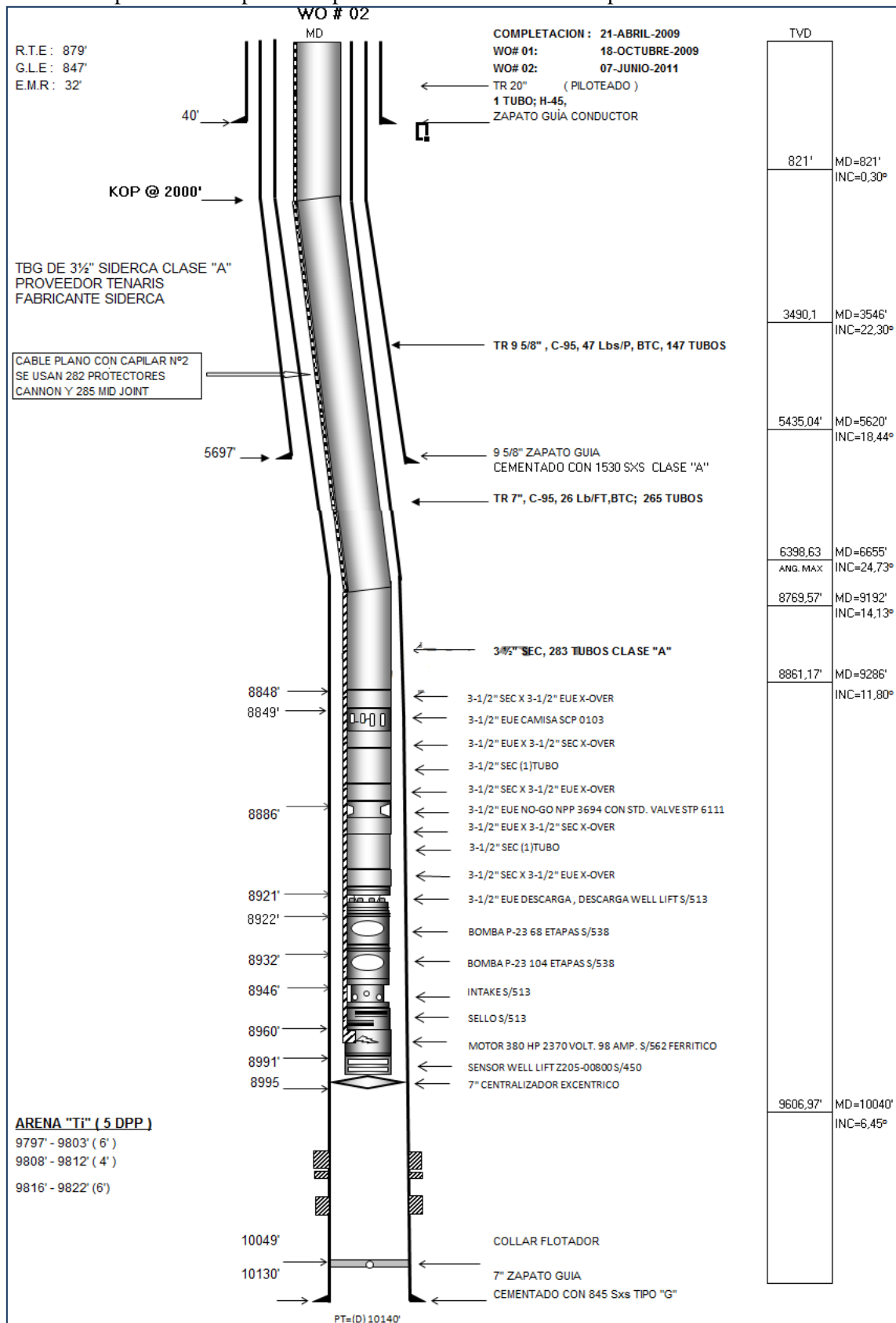
ANEXOS

[illegible]

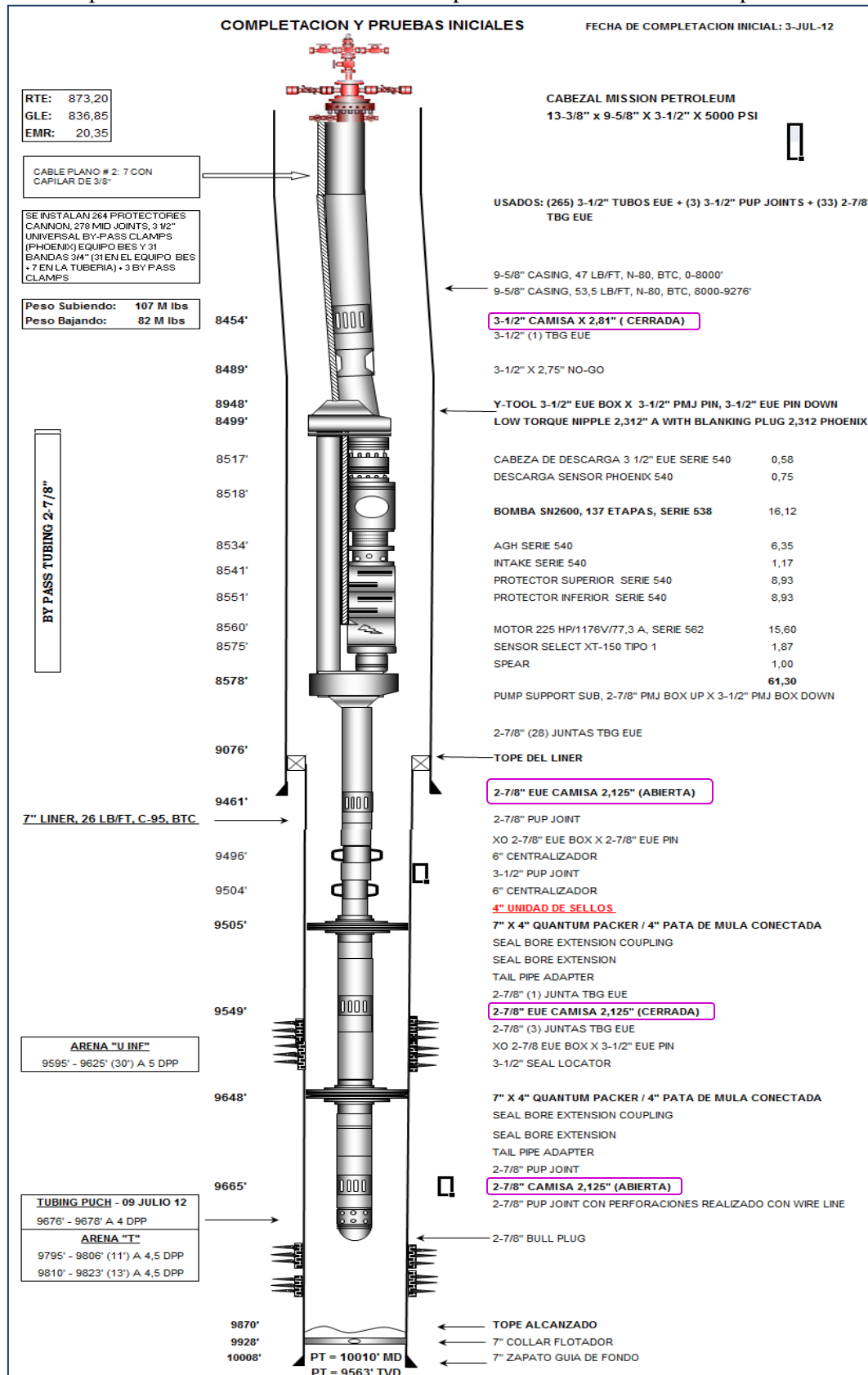
Anexo B. Mapa estructural del reservorio U Inferior.



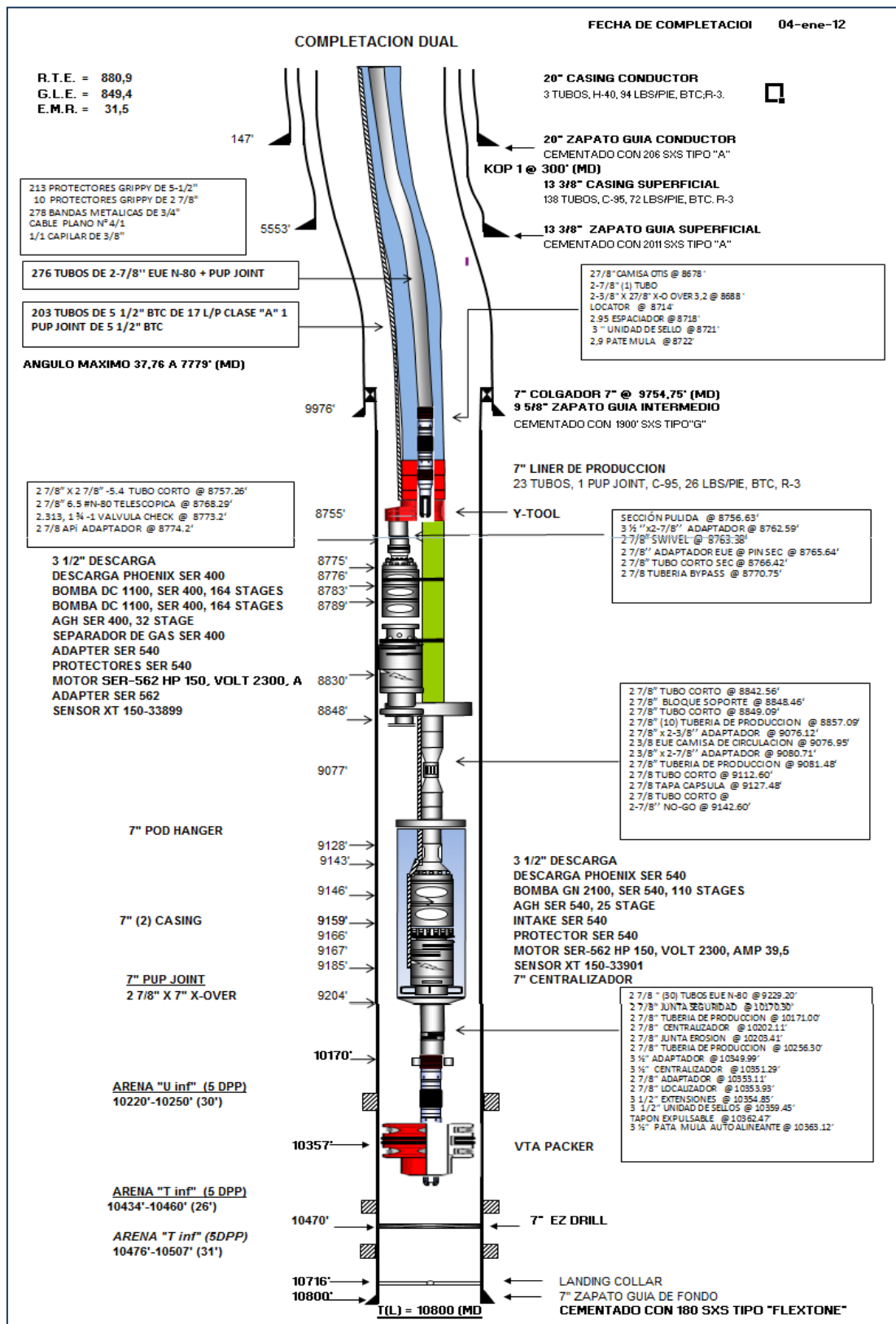
Anexo C. Completación Simple de un pozo direccional real del Campo Victoria



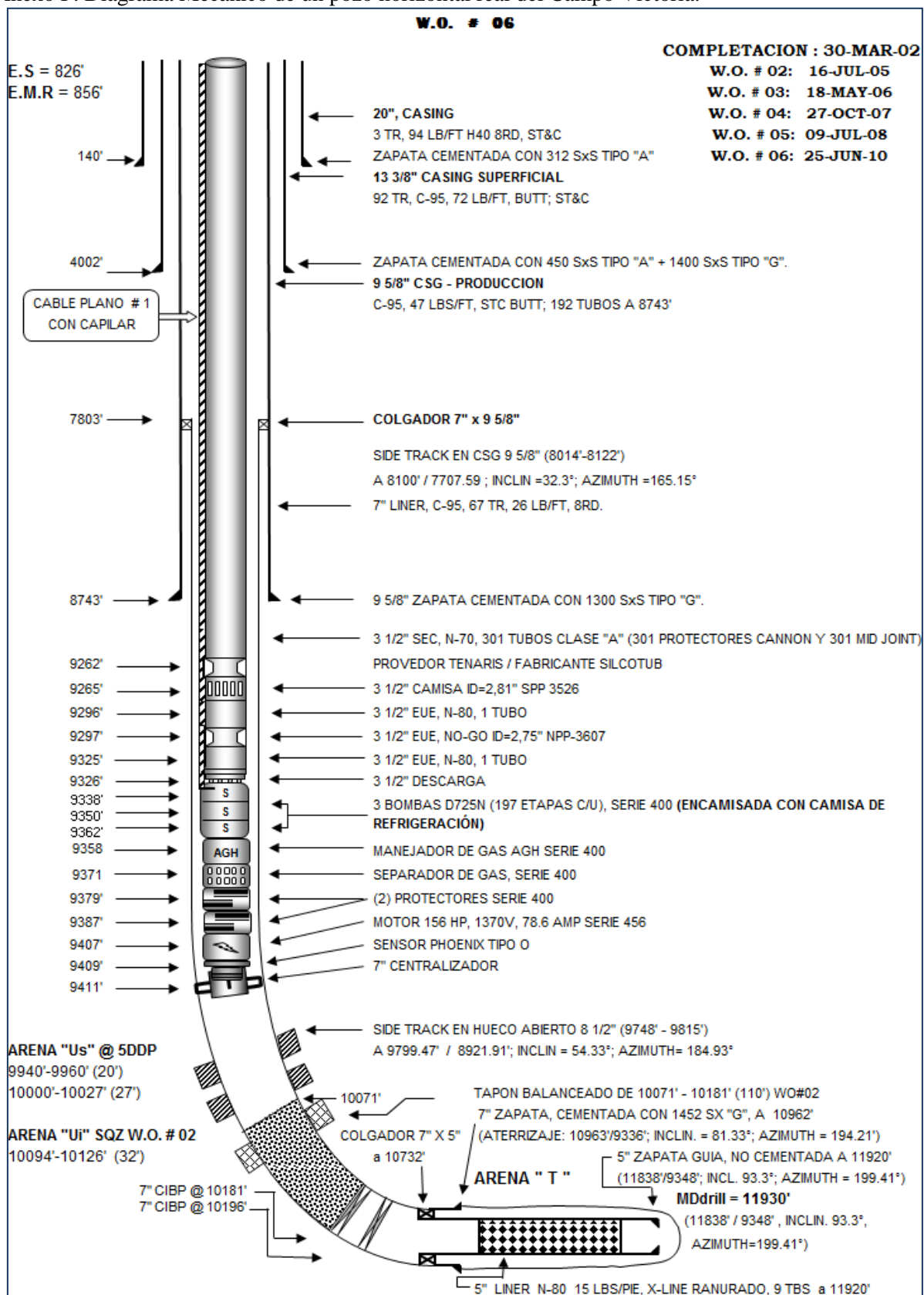
Anexo D. Completación Selectiva con Y-Tool de un pozo direccional real del Campo Victoria



Anexo E. Completación Dual Concéntrica con BES inferior encapsulada y con Y-Tool de un pozo direccional real del Campo Victoria



Anexo F. Diagrama Mecánico de un pozo horizontal real del Campo Victoria.



Anexo G. GLOSARIO

ANTICLINAL: El anticlinal es una deformación en pliegue formado en rocas dispuestas en estratos que resulta de esfuerzos tectónicos de tipo diverso. En general, un pliegue anticlinal puede producirse por presiones tangenciales, por deslizamiento o corrimiento, por intrusión o eyección de materiales desde áreas más profundas, o por deformaciones verticales del sustrato.

HIALINA: Textura de algunas rocas volcánicas que han sufrido un enfriamiento rápido, dando lugar a una masa amorfa en la que no se diferencian cristales. Suele presentar las características de un vidrio: fragilidad, fractura concoidea y ausencia de exfoliación.

TRANSLÚCIDO: Se dice del cuerpo que deja pasar la luz, pero que no permite ver con claridad los objetos.

SURFACTANTES: Los tensoactivos, también llamados surfactantes son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases como dos líquidos insolubles uno en otro. Cuando se utilizan en la tecnología doméstica se denominan como emulgentes o emulsionantes; esto es, sustancias que permiten conseguir o mantener una emulsión.

POLÍMEROS: Son materiales de origen tanto natural como sintético, formados por moléculas de gran tamaño, conocidas como macromoléculas. Polímeros de origen natural son, por ejemplo, la celulosa, el caucho natural y las proteínas. Los poliésteres, poliamidas, poli-acrilatos, poliuretanos, etc., son familias o grupos de polímeros sintéticos con una composición química similar dentro de cada grupo. Macromolécula y polímero son términos equivalentes, el primero se utiliza para referirse a propiedades relativas a la escala molecular mientras que el segundo se emplea más para referirse al material y sus propiedades macroscópicas.

SEDIMENTOLOGÍA: La sedimentología es la rama de la geología que se encarga de estudiar los procesos de formación, transporte y deposición de material que se acumula como sedimento en ambientes continentales y marinos y que normalmente forman rocas sedimentarias. Trata de interpretar y reconstruir los ambientes sedimentarios del pasado.

HUMECTABILIDAD: Tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles. Los fluidos pueden ser: Mojantes o No Mojantes. Los mojantes tienen mayor tendencia a adherirse a la roca y los no mojantes no se adhieren o lo hacen parcialmente.

ENTALPÍA: es una magnitud termodinámica, simbolizada con la letra H mayúscula, cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

ENTROPÍA: En termodinámica, la entropía (simbolizada como S) es una magnitud física que, mediante cálculo, permite determinar la parte de la energía que no puede utilizarse para producir trabajo. Es una función de estado de carácter extensivo y su valor, en un sistema aislado, crece en el transcurso de un proceso que se dé de forma natural. La entropía describe lo irreversible de los sistemas termodinámicos.

SUBSIDENCIA: Subsistencia en geología e ingeniería describe el movimiento de una superficie en la que la componente vertical del desplazamiento es claramente predominante sobre la horizontal. El fenómeno de la subsidencia aparece asociado a la explotación minera, hidrocarburífera y las estructuras halocinéticas (domos y diapiros).

PATAS DE PERRO: o Dog Leg en inglés, es cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo; y la Severidad de las patas de perro es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud.

OJOS DE LLAVE: Es un accesorio utilizado para realizar sellados en juntas mecanizadas existentes en líneas de servicio o plantas en proceso.

EMPACADURA: La empacadura es un dispositivo que hace obturación entre una sarta de tubería y otra, o entre una sarta y las paredes del pozo.

LINER: Son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

Anexo H. SIGLAS Y ABREVIATURAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
A	Área
API	American Petroleum Institute
b	Barriles yacimiento
BPPD	Barriles de petróleo por día
BN	barriles normales
BES	Bombeo Electro Sumergible
BHA	Bottom Hole Assembly
BSW	Base Sediments & Water
CAP	Contacto Agua Petróleo
Cb	Compresibilidad total de la roca
Ce	Compresibilidad Efectiva
Cf	Compresibilidad de la Formación
Cg	Compresibilidad del gas
Co	Compresibilidad de Petróleo
CO ₂	Dióxido de Carbono
cP	Centipoise, medida de la viscosidad
Cp	Compresibilidad del poro
Cv	Compresibilidad de la matriz
Cw	Compresibilidad de agua
Fr	Factor de recobro
Fri	Factor de recobro inicial
ft	Pies (unidad de medida de longitud)
GR	Gamma Ray
h	Espesor
K	Permeabilidad
Kg	Kilogramo
Km	Kilómetros
Kr	Permeabilidad relativa
l	Litro
L	Longitud
lpca	Libras por pulgada cuadrada absoluta
m	metro
m	Masa
M	Masa Molecular
Mbbl	Miles de barriles
mD	Mili darcy
MMcf	Millones de pies cúbicos
n	Número de Moles
N	Reservas
Np	Producción acumulada de petróleo

NEU-DEN	Registros Neutron - Density
OFM	Oil Field Manager
P	Presión
Pb	Presión en el punto de burbuja
PHI e	Registro de porosidad efectiva
PHI t	Registro de porosidad total
Pi	Presión Inicial
POES	Petróleo Original en Situ
Pr	Presión de reservorio
Psc	Presión seudo crítica
PSI	Unidad de medida de Presión
PVT	Análisis de Presión, Volumen, Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
q	Caudal
R	Constante universal de los gases
RGP	Relación Gas Petróleo
Rs	Relación de Solubilidad
Rsi	Relación de Solubilidad inicial
Sf	Saturación de Fluidos
Sg	Saturación de gas
SNY	Simulación Numérica de Yacimientos
So	Saturación de Petróleo
Soc	Saturación de aceite crítica
Som	Saturación de aceite móvil
Sor	Saturación de Petróleo Residual
Sw	Saturación de agua
Swc	Saturación de agua crítica
Swi	Saturación de agua Irreducible
STB	Barriles estándar
T	Temperatura
TAML	Tenchnology Advancement Multilateral
Tsc	Temperatura seudo crítica
TV	True Vertical
V	Volumen
Vb	Volumen bruto
Vf	Volumen de fluido
Vp	Volumen poroso
z	Factor de Compresibilidad
zsc	Factor de Compresibilidad seudo crítica

Anexo I. SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
β_o	Factor volumétrico de petróleo
β_{oi}	Factor volumétrico de petróleo inicial
β_g	Factor volumétrico de gas
β_t	Factor volumétrico total
β_w	Factor volumétrico de agua
ϕ	Porosidad
ϕ_e	Porosidad efectiva
ϕ_{abs}	Porosidad absoluta
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja
μ_w	Viscosidad del agua
ρ_o	Densidad de petróleo
ρ_w	Densidad de agua
γ	gravedad específica de un fluido
θ	Ángulo de contacto (Mojabilidad)
γ	Tensión Interfacial